

Fordelingen av tariffinntekter mellom produsent og forbruker i elektrisitetsnettet

Er dagens sentralnettstariff samfunnsøkonomisk optimal?

Kjersti Vøllestad

Mai 2008

Department of Economics

University of Oslo

Forord

Denne oppgavens problemstilling er et resultat av et prosjekt NVE satte i gang på nyåret 2008; en evaluering av dagens tariffregime i sentralnettet. Selve prosjektet ble utført av ECON Pöyry, men jeg syntes prosjektet var spennende, og valgte meg noen av spørsmålene til NVE i min problemstilling. I forbindelse med at oppgaven min er relatert til et av NVEs interesseområder, har jeg hatt tilgang til rapporter og hjelp fra de ansatte ved seksjon for prising av netttjenester. Særlig Lars Ekern har vært behjelpelig og tatt seg tid til å svare på eventuelle uklarheter fra min side.

Ellers vil jeg takke min veileder, Finn R. Førund, for bra oppfølging og oppklarende samtaler gjennom denne oppgaveperioden. I tillegg til å sette av tid til samtaler, har jeg fått uvurderlige kommentarer og innspill på diverse kapittelutkast.

Som fantastisk korrekturleser vil jeg takke mamma, som satte av en hel søndag med vårens første knallvær til å hjelpe meg med å gjøre teksten mer tilgjengelig.

30.04.2008

Kjersti Vøllestad

Innhold

1. Innledning	1
1.1 Oppgavens inndeling, struktur og avgrensning	2
2. Karakteristikk av elnettet	4
2.1 Elnettet: et naturlig monopol.....	5
2.1.1 Hva er x i elnettet?	6
2.1.2 Hvorfor regulere nettmonopoler?	7
2.2 Etterspørselen etter tilknytning til nettet	7
2.2.1 Fleksibiliteten i forbrukernes etterspørsel.....	8
2.2.2 Produsentenes etterspørsel	9
3. Optimal nettutnyttelse: Et korttidsperspektiv	11
3.1 Nodeprising	12
3.2 Utfordringer ved nodeprising	14
4. Optimal inndekking av faste kostnader i nettet	16
4.1 Forutsetninger for modellene	17
4.2 Todelt tariff med prisdiskriminering.....	20
4.2.1 Den generelle modellen	20
4.2.2 Modellen anvendt i elnettet: hybridmodellen	22
4.3 Ramsey-Boiteaux-priser	23
4.3.1 Den generelle modellen	23
4.3.2 Modellen anvendt i elnettet	25
4.4 En sammenligning av teorigrunnlaget	26
5. Sentralnettstariffen – dagens utforming	28
5.1 NVEs intensjon med reguleringen	28
5.1.1 Tariffutforming	29
5.1.2 Variasjon i praksis	30
5.2 Statnetts tariffutforming under NVEs rammeverk	31
5.2.1 Energileddet.....	31
5.2.2 Fastleddet	31
5.2.3 Grunnlaget for Statnetts tariffutforming	33
5.3 Sentralnettstariffen sett i lys av økonomisk teori	34

5.3.1	<i>Energileddet</i>	35
5.3.2	<i>Fastleddet</i>	36
5.3.3	<i>Finnes en nøytral tariff?</i>	37
6.	Hvilke faktorer rettferdiggjør prisdiskriminering i elnettet?	38
6.1	Leveringssikkerhet: Lokalisering av produksjon og investeringer i elnettet	39
6.1.1	<i>Leveringssikkerhet over tid</i>	40
6.1.2	<i>Lokalisering av produksjon: Påvirkning på investeringer i nettet</i>	42
6.2	Et åpent internasjonalt markeds rolle i fordelingen av sentralnettstariffer ..	43
6.2.1	<i>Kostnadsulikheter i et tidsperspektiv</i>	44
6.2.2	<i>Samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved harmonisering</i>	45
7.	Vil et fordelingshensyn ha en annen virkning på tariffstrukturen?	46
7.1	Fordelingen mellom forbrukere.....	47
7.2	Fordelingen mellom produsent og forbruker: Er tariffbyrden reell?.....	48
8.	Oppsummering og konklusjon	50
9.	Referanser/litteratur	52
10.	Vedlegg - Nodeprisingsmodellen	54

1. Innledning

Når strømregningen kommer hvert kvartal, er det mange som reagerer på nettleien som inngår i totalbeløpet. For husholdninger som bor i blokkleiligheter med felles fyring vil nettleien være en høy prosent av den totale regningen – gjerne godt over 50 %. Mange vet ikke engang hva nettleien *er* og hva de faktisk betaler for. Det er klart det virker rart å måtte betale såpass store summer hver tredje måned. Det viser seg at Statnett krever inn forskjellig nettleie av ulike typer brukere av elnettet. Elprodusenter får en betydelig lavere tariffsats enn husholdninger og servicenæring, noe Statnett forklarer ved at produsentene har en høyere fleksibilitet i nettbruken sin enn forbrukerne som anses som mer stasjonære.

Elektrisitetstariffer skal maksimere sosial nytte: De må gi nok inntekt til å dekke kostnader og gi en rettferdig allokering av kostnadene mellom kunder. I tillegg bør de være forutsigbare og helst stabile for å gi et godt grunnlag for planlegging (Wangensteen 2007:61-62). Samtidig har reguleringen av prisene i nettet to hensyn å ta: Det må for det første legges til rette for en kostnadseffektiv drift av eksisterende nett. For det andre må prisene for bruk av overføringskapasitet være effektive: Prisene må gi incentiver til optimal bruk av eksisterende overføringskapasitet (von der Fehr et al 2002:35). Det går et prinsipielt skille mellom de kostnader som kan henføres til bestemte brukere, og de som ikke kan det. Fra et effektivitetssynspunkt bør tariffene derfor utformes slik at de førstnevnte kostnader belastes dem de gjelder, slik at aktørene får et incentiv til å tilpasse sin bruk av nettet til de reelle kostnader bruken medfører. Fra dette prinsippet følger det blant annet at aktørene bør møte tariffen som reflekterer de marginale brukskostnader – slik de varierer med lokalisering og belastning i nettet (nodepriser) – og kostnader forbundet med tilknytning (von der Fehr et al 2002:134).

Det er ingen enkel oppgave å koordinere økende etterspørsel, produksjon og overføringskapasitet på en måte som er sosialt optimal. Det finnes ingen løsning som kan kalles ”den rette”, annet enn at kostnadene i nettet må dekkes. Sprangvise investeringer, eksternaliteter ved overføringssystemet, pålitelighet som et offentlig gode og den geografiske fordelingen av produksjons- og overføringskapasitet er sider ved problemet som gjør det spesielt utfordrende å løse (Førsund 2007b:abstract).

Formålet med denne oppgaven er å undersøke om Statnett har hold i sin prisdifferensieringspolitikk. Min problemstilling for oppgaven er dermed utformet som følger:

Hvordan kan de faste kostnadene i kraftnettet fordeles optimalt mellom kundegrupper?

- Kommer effektivitet foran fordeling i et samfunnsøkonomisk optimum?
- Hvilke andre faktorer enn samfunnsøkonomisk effektivitet kan tilsi at en produsent skal betale mindre enn forbruker?
- Hvilken rolle spiller et åpent internasjonalt kraftsystem vs. et lukket nasjonalt i utformingen av optimal tariffpolitikk?

1.1 Oppgavens inndeling, struktur og avgrensning

Kraftnettet i Norge er delt inn i tre nivåer - sentralnett, regionalnett og lokalt distribusjonsnett - hvor til sammen over 200 nettselskaper står for overføringen av elektrisitet. Statnett har systemansvaret for sentralnettet; et landsdekkende ledningsnett som knytter sammen produksjon og forbruk i ulike deler av landet. Systemansvaret skal legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet, og dermed føre til en rasjonell utnytting av kraftressursene for samfunnet som helhet. Regionalnettet overfører strøm innenfor et større geografisk område fra sentralnettet til distribusjonsnettet; for eksempel på fylkesnivå. Det lokale distribusjonsnettet overfører dermed strømmen på et passende spenningsnivå til konsumentene. Selv om det er lett å dele kraftnettet i disse tre nivåene i teorien, er det ikke alltid like enkelt å definere grensene mellom hvert nivå i praksis.

I denne oppgaven er tariffsettingen i *sentralnettet* hovedfokus. Det er viktig å huske at elprodusenter og kraftintensiv industri kan koble seg direkte til det høyspente sentralnettet, mens husholdninger og servicenæring typisk får levert strøm fra lavspente linjer. Tariffnivået som diskuteres er dermed ikke nødvendigvis sluttnivået til hver kunde – ettersom nettbrukerne må betale avgift til ethvert nett de indirekte er koblet til.

Spørsmålene i problemstillingen vil jeg belyse ved å ta for meg Statnetts tariffpolitikk og se den i sammenheng med økonomisk teori. Jeg har valgt å bruke to modeller; todelt tariff og Ramsey-Boiteaux-prising, for å vise hvordan man etter samfunnsøkonomisk teori kan sette ”riktige” nettariffer. Grunnen til at jeg har valgt å bruke begge to, er at jeg også skal belyse fordelingsproblematikken i elnettet. Ved å blindt følge Ramsey-Boiteaux-regelen, finnes ingen andre hensyn enn samfunnsøkonomisk effektivitet, mens det ved å bruke todelt tariff er

rom for fordelingshensyn mellom grupper. De to modellene har også litt forskjellig utgangspunkt, ved at i todelt tariff omtales en fast tilknytningsavgift, mens Ramsey-Boiteaux-prising innebærer et prispåslag som er avhengig av bruken av nettet. Selv om økonomisk teori skulle tilsi at differensiering mellom brukergrupper i elnettet er optimalt, kan det også være andre faktorer som leder samme vei. For å oppnå en optimal regulering, er det andre hensyn enn samfunnsøkonomisk effektivitet som må tas; som for eksempel optimal investering i nett og produksjon. I tillegg er Norge del av et større elmarked, Nord Pool, og det kan også ha en betydning for fordelingen av tariffen.

Oppgaven inndeles som følger: Kapittel to tar for seg elnettet; struktur og tilpasning i markedet. De to neste kapitlene tar for seg teorien rundt optimal tariffing: Kapittel tre omhandler nodeprising; den optimale løsningen i et korttidsperspektiv, og kapittel fire tar for seg hvordan man optimalt kan dekke inn de faste kostnadene i elnettet; det vil si hvordan man kan finne en optimal løsning i et langsiktig perspektiv. De to modellene som tas opp, er todelt tariff og Ramsey-Boiteaux-prising. Kapittel fem tar deretter for seg dagens tariffregime og hvordan det passer inn i den økonomiske teorien som ble forklart i de to foregående kapitlene. NVEs forskrift for regulering diskuteres, samt Statnetts valg av tariffer på bakgrunn av disse rammene. I kapittel seks diskuterer jeg hvilke andre faktorer enn samfunnsøkonomisk effektivitet som kan rettferdiggjøre Statnetts differensiering av nettbrukere. Faktorer som spiller inn er leveringssikkerhet; lokalisering av produksjon og investeringer i elnettet, i tillegg til behovet for harmonisering av tariffer på tvers av landegrenser. I kapittel syv tar jeg for meg hvordan samfunnsøkonomisk effektivitet påvirker fordelingen mellom brukere av nettet. Spørsmålet blir der om Statnetts tariffpolitikk kommer på bekostning av fordelingshensyn, eller om resultatet ikke ville vært mye annerledes ved å ta større hensyn til fordeling i modellene. Insidensanalyse har en viktig betydning for analysen i dette kapitlet. Siste kapittel konkluderer og oppsummerer.

2. Karakteristikk av elnettet

De faktiske kostnadene i nettet består av følgende elementer: Drifts- og vedlikeholdskostnader, avskrivninger av nettkapitalen, avkastning på bundet kapital i nettvirksomheten, kostnader ved kapitalbinding i netto arbeidskapital, nett-tap og kostnader ved overliggende/tilgrensende nett (Grasto 1997:4). I tillegg kommer investeringskostnader ved utviding eller oppgradering av linjenettet. Disse kostnadene vil typisk være sprangvise. Kostnader til drift og vedlikehold er i praksis uavhengige av det løpende forbruket i et kortsiktig perspektiv. De variable kostnadene i elnettet er beskjedne og består i all hovedsak av kostnader knyttet til overføringstap. Endringer i energiforbruket påvirker ikke kostnadene på kort sikt, og heller ikke på lang sikt trenger det å være noen sterk sammenheng mellom forbruket til enkeltkunder og de totale nettkostnadene. Å etablere et nettverk medfører store faste kostnader, mens kostnadene ved å utvide bruken – enten det gjelder tilknytning av nye brukere eller økning av kapasitet for eksisterende brukere – er mer beskjedne (von der Fehr et al 2002:9). Elnettet er dermed et naturlig monopol i kraft av kostnadsstrukturen.

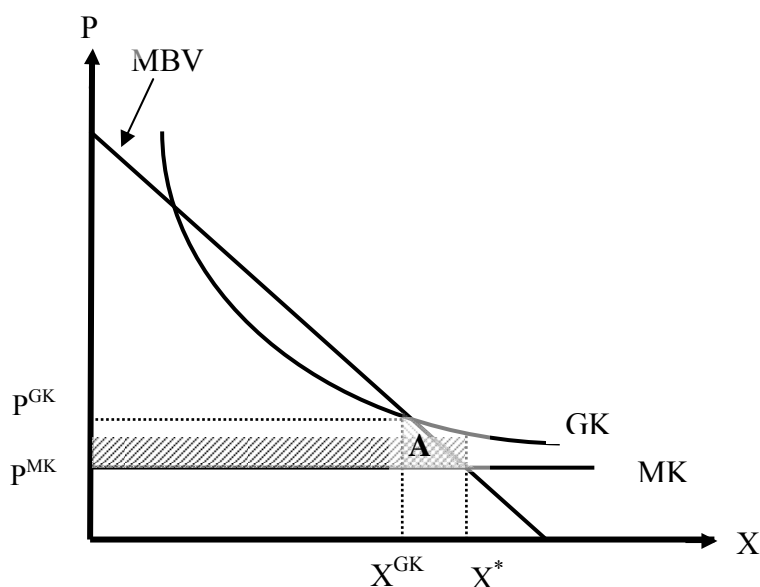
Elnettet har i praksis to hovedoppgaver: Det fungerer som et transportinstrument for elektrisitet og andre produkter som kan transporteres gjennom nettet, og som en ”markeds plass” for markedsomsetningen av produksjon. Elektrisitetsprodusentene kan knytte seg opp til elnettet og selge strøm på markedet; tilsvarende må forbrukerne av strøm knytte seg opp for å få tilgang til å kjøpe strømmen. Forbrukere og produsenter har dermed en viss betalingsvillighet for å få *delta* i kraftmarkedet. Det er relativt vanlig at et profittmaksimerende nettmonopol også eier elverk som produserer strøm, slik at et nettmonopol også har funksjon som elprodusent i kraftmarkedet (Et kjent eksempel er Hafslund, som eier nettet i Osloområdet, i tillegg til at selskapet produserer og selger strøm i nettet). Det kan føre til vanskeligheter med tanke på kostnadsdeling og -rapportering, men det er ikke veldig relevant i sentralnettet, dermed vil jeg ikke forfølge det videre i denne oppgaven. Forbrukerne har jeg valgt å dele i to grupper: Husholdninger og servicenæring er en gruppe og kraftintensiv industri en annen. Grunnen til denne oppdelingen er at de er to ganske ulike forbrukergrupper som skilles fra hverandre i dagens tariffutforming, samtidig som de har litt forskjellige etterspørselskurver for elektrisitet.

2.1 Elnettet: et naturlig monopol

Et naturlig monopol defineres generelt ved at gjennomsnittskostnadene til en bedrift reduseres for ethvert produksjonsnivå som er naturlig å inntreffe i markedet (Stiglitz og Walsh 2002:247); det vil i et slikt tilfelle lønne seg å kun ha ett firma som produserer dette godet. Et naturlig monopol har høyere gjennomsnittskostnader enn marginalkostnader for alle relevante produksjonsnivå, slik at marginalkostnadsprising ikke vil dekke kostnadene fullt ut. Dersom man heller velger å prise etter gjennomsnittskostnadene, får man akkurat dekket kostnadene, men oppnår et effektivitetstap fordi brukergrupper kan falle ut av markedet selv om deres betalingsvillighet er høyere enn de bruksrelaterte kostnadene. I tillegg vil pris lik gjennomsnittskostnad gi nettmonopolet minimale incentiver til kostnadsreducerende innsats, da en gitt kostnadsreduksjon medfører en tilsvarende reduksjon i prisen slik at kostnadsgevinsten i sin helhet kanaliseres til nettbrukerne. Det antas da at reguleringen foregår momentant.

I figur 2-1 kan vi se et typisk naturlig monopol. Anta en monopolist som produserer et gode med konstante marginalkostnader (MK)¹ og fallende gjennomsnittskostnader (GK). Etterspørselskurven er satt sammen av alle kunders marginale betalingsvillighet (MBV). Den horisontale akse tilsvarer kvantum produsert og etterspurt av godet.

Figur 2-1 Naturlig monopol



¹ I figuren antas konstante marginalkostnader, men det er ikke tilfelle i elnett der marginalkostnadene er en funksjon av tapene i ledningsnett.

Vi ser hvordan gjennomsnittskostnadene er høyere enn prisen i marginalprisingslikevekten (p^{MK}), slik at monopolet får et tap lik det skraverte rektangulære området A. Ved å sette prisen lik gjennomsnittskostnad (p^{GK}) vil etterspurt kvantum reduseres og prisen øke, og det oppstår et dødvektstap lik den skraverte trekanten i figuren i forhold til marginalprislikevekten.

2.1.1 Hva er x i elnettet?

Elnettet er ikke et typisk marked som selger et visst antall enheter av et gode til en viss pris. Den viktigste forskjellen fra en typisk modell, er at elprodusentene er *brukere* av nettet, men de *selger* strøm. I tilfeller som elnettet er noen faktorer avhengig av faktisk *bruk* av nettet (mengde elektrisitet), mens andre er avhengige av *at* man bruker nettet (tilknytning/ikke tilknytning). Man kan i utgangspunktet tenke seg at x i figuren tilsvarer en viss mengde elektrisitet som strømmer gjennom linjene i elnettet (for eksempel overført energi); noe som passer med kostnadskurvene til monopolisten. Et naturlig monopol har storskalafordeler, slik at jo mer som blir brukt av et gode, jo lavere blir gjennomsnittskostnaden. Etterspørselskurven sier da noe om hvordan betalingsvilligheten til en forbruker endrer seg med prisen på elektrisitet. En slik tolkning av naturlig monopol er legitim i dette eksempelet. Men i elnettet er det nødvendig å se denne modellen på en litt annen måte når man skal finne optimale tariffier. Et gode er bruk av nettet, og et annet er tilknytning til det. I sentralnettet selges de to godene nemlig av ulike aktører i markedet. For å finne optimale tariffier som dekker de faste kostnadene i nettet er det tilknytningsgodet som har betydning. Det vil si at etterspørselskurven i praksis er relatert til etterspørselen etter å bli *tilknyttet* nettet; et slags ja/nei spørsmål. Man kan derfor tolke x som antall hushold/kontorer/produsenter etc. som tilknyttes nettet; jo høyere pris, dess færre vil ønske å knytte seg opp. I forhold til gjennomsnittskostnadene, kan en slik forståelse av x være mulig. Men marginalkostnadene vil være avhengig av hvor mye energi som faktisk *leveres* til hver enhet – dermed er en slik tolkning av x ikke relevant for marginalkostnadene. Det blir derfor ikke relevant å bruke en figur som figur 2-1 for å diskutere elnettet i en slik forståelse av modellen. Den må eventuelt deles i to, der etterspørselen etter tilknytning til nettet samt gjennomsnittskostnadene er en del, mens en annen vil vise etterspørselen etter levert energi sammen med marginalkostnadene som også er en funksjon av levert energi.

Det går an å anse etterspørselen som den aggregerte etterspørselen etter både tilknytning og bruk av nettet. Men da blir problemet hvordan produsenten passer inn i bildet – og i tillegg må den faktiske prisen på elektrisitet inkluderes i modellen. Hvis man bruker etterspørselen etter

bruk av nettet, involverer det også kjøp og salg av elektrisitet, så markedet må da implementeres i elnettmodellen. Disse komplekse forholdene vil bli tydeligere beskrevet i teorikapittelet 4.3.

2.1.2 Hvorfor regulere nettmonopoler?

I Norge er det Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som foretar reguleringen av alle landets nettselskaper. Ettersom elnettet er et naturlig monopol og dermed ikke bør konkurranseutsettes, må det reguleres til for å beskytte kundene i nettet. Uten regulering ville det være mulig for monopolene å ta så høye priser som de ønsker for å maksimere sin profitt. Dersom stordriftsfordelene er tilstrekkelig store, og vi har med et naturlig monopol å gjøre, kan ikke monopolet utsettes for prisdempende konkurranse, og myndighetenes regulering må derfor innrettes mot å holde prisene i sjakk. Man kan argumentere for at Statnett, systemansvarlig i elnettet, er et statlig organ som skal ha samfunnets beste i tankene når de setter tariffnivåene i sentralnettet (det står i formålsparagrafen). Imidlertid har elnettet blitt et deregulert system, med over 200 nettselskaper på tvers av de tre nettnivåene. Det virker derfor nødvendig å ha en reguleringsmyndighet som setter overordnede rammer for selskapene slik at sprikene fra område til område ikke blir for store, i tillegg til at samfunnet sett som helhet har hovedfokus.

2.2 Etterspørselen etter tilknytning til nettet

I resten av oppgaven vil begrepet *priselastisitet* ha en stor betydning. Priselastisiteten sier noe om hvor mye et gode betyr for hver konsument. En forbruker med høy priselastisitet vil redusere forbruket relativt mye i forhold til en forbruker med lav priselastisitet ved en prisøkning. Typisk vil man for et gode som har mange mulige substitutter ha høy priselastisitet, mens for nødvendige goder vil priselastisiteten være lav. Etterspørselen etter netjtjenester er avledet fra sluttbrukernes etterspørsel etter elektrisk kraft. I sluttbrukerprisen inngår nemlig nettleien for både distribusjonsnettet og overliggende nett. Kraftkunder varierer seg i mellom på to måter: De har ulike etterspørselskurver som indikerer deres marginale betalingsvillighet, som igjen avhenger av tid og omgivelser. Det er vanskelig å beregne hvorvidt etterspørselen etter kraft er priselastisk, ettersom kunder stort sett ser på elektrisitet som et nødvendig gode (Halvorsen og Larsen 2001a:17) og ikke er så opptatt av hvordan prisen endres (de færreste sjekker elprisen før de vurderer om de skal ta seg råd til å slå på TV-en eller ikke på et gitt tidspunkt). Den eneste enheten man kan tenke seg at vil være priselastisk i forhold til tilknytning, er hytter og sesongboliger.

Priselastisiteten i etterspørselen etter overføringstjenester i elnettet avhenger av mulighetene for energileveranser fra alternative nett og energikilder. Typisk vil etterspørselen være sesongavhengig; på vinteren bruker man elektrisitet også til oppvarming, mens på sommeren er det stort sett elspesifikt forbruk som skal dekkes. At situasjonen er slik, kan tyde på at priselastisiteten er høyere vinter enn sommer – ettersom man kan varme opp bygninger ved annen kraft enn elektrisitet. Hvorvidt det finnes konkurrerende nett (for eksempel gassnett) vil på denne måten kunne begrense mulighetene for beskatning av brukerne gjennom brukerprisen i elnettet. Normalt vil de langsiktige virkningene av en prisoppgang være større enn de kortsiktige ettersom produsentene på lang sikt kan foreta tilpasninger i sitt produksjonsutstyr og forbrukerne kan kjøpe alternative oppvarmingsutstyr, etterisolere eller gjøre andre tilpasninger (ECON 1998:7). Det at det finnes et betydelig elspesifikt forbruk med svært stor nytte per kWh gjør at konsumentoverskuddet ved selve tilknytningen er stort. I praksis vil derfor så å si alle forbrukere ønske å være tilknyttet elnettet. Selve beslutningen om å være knyttet til nettet er lite prisfølsom for både forbruker og produsent, men valg av dimensjonering avhenger av prisen på elektrisitet (inkludert overføring) sammenlignet med kostnadene ved andre alternativer. Nettselskapenes tariffing har normalt en beskjeden betydning for kundenes etterspørsel etter kraftoverføring på kort sikt nettopp fordi denne etterspørselen er *avledet* fra total etterspørsel etter elektrisitet. Andre faktorer, som kraftprisen og elavgiften er viktigere for kundenes tilpasning (ECON 2003:32). Uansett elforbruk vil hovedetterspørselen i et overføringssystem være på påliteligheten til leveringen: Nettverket bør ha muligheten til å dekke fluktuerende etterspørsel (Førsund 2007b:1).

2.2.1 *Fleksibiliteten i forbrukernes etterspørsel*

I Meland et al (2007:15) brukes begrepet *forbrukerfleksibilitet*: ”Forbrukernes evne og vilje til å bytte energibærer eller endre sitt energiforbruk på kort eller mellomlang sikt”.

Fleksibiliteten på kort sikt innebærer muligheten til å skifte energibærer umiddelbart. De mest brukte substituttene er direkte bruk av ved, olje eller gass, eller ved å skifte energibærer i et sentralvarmeanlegg. På mellomlang sikt kan man redusere eller flytte ytterligere forbruk; typisk ved å kjøpe og installere el-besparende utstyr eller ovner for bruk av ved/gass/olje. Det er mulig på lengre sikt å gjennomføre større bygningsmessige eller tekniske endringer. Jo lengre tidsperspektiv man har, jo større er fleksibiliteten. I husholdningene er forbrukerfleksibiliteten direkte avhengig av oppvarmingssystem. Halvorsen og Larsen (2001a) viser at estimert priselastisitet på kort og lang sikt er ganske like for husholdninger i

Norge; med priselastisiteten på lang sikt som litt mer elastisk. Men dette resultatet må sees i sammenheng med at det estimeres elastisiteter på bakgrunn av husholdningsapparater som ikke har noen substitusjonsmuligheter bort fra elektrisitet (frysere, kjøleskap, vaskemaskiner etc.). I industrien er energiforbruket koblet direkte til produksjon. Energiforbruket er der følsomt for prisene på råvarer, produkter og arbeidskraft, samt kraftprisene. Alle disse faktorene er konkurranseutsatt, slik at en tariff kan ha vesentlig betydning for lokalisering av industri i et langtidsperspektiv. En vesentlig del av forbruket vil derfor være fleksibelt i et tilstrekkelig langt perspektiv, mens på kort sikt er det først og fremst kjelmarkedet i industrien som utgjør reell fleksibilitet siden de kan sette inn ved/olje/gass i stedet for elektrisitet på veldig kort tid (Meland et al 2007:8). Forbruket i husholdninger kan ansees som mer priselastisk enn industri i et korttidsperspektiv, da det er mulig for en husholdning å skru av strømmen i perioder med høy pris, men de er til gjengjeld mindre fleksible ved at de har et betydelig elspesifikt forbruk.

Utover denne substitusjonseffekten som er avhengig av at det finnes alternativer til elektrisitet for forbrukerne, kan man se for seg at en økt tilknytningstariff har en inntektseffekt i tillegg. Økt tariff medfører økt sluttpris på elektrisitet, slik at total disponibel realinntekt reduseres. Dette bidrar til redusert forbruksetterspørsel generelt, også etter elektrisitet (ECON 1998:6). Halvorsen og Larsen (2001a og 2001b) har estimert inntektselastisitetene i norske husholdninger i perioden 1976 til 1993; når inntekten øker med 1 %, reduseres elforbruket med 0,13 % i gjennomsnitt. Elforbruket varierer dermed relativt lite med inntekten fordi elektrisitet blir sett som et nødvendig gode, men trenden er at inntektselastisiteten har økt over perioden.

2.2.2 Produsentenes etterspørsel

Elprodusentene etterspør også å være tilknyttet nettet. Det vil være rimelig å anta at deres marginale betalingsvillighet er differansen mellom spotprisen på strøm og marginale kostnader. Etterspørselen deres vil dermed baseres på en slik langsiktig differanse samt en lang rekke andre variabler som tilskuddsordninger, kostnader ved bygging av kraftstasjon og kundespesifikt nett osv. I Norge, hvor elproduksjonen stort sett består av vannkraft, er marginalkostnadene veldig lave. Etterspørselen deres vil være avhengig nåverdien på fremtidig kraftsalg i forhold til salg i dag – ettersom de har muligheten til å holde på vannet. Vannkraftprodusenter kan velge å koble seg av nettet og holde på vannet i magasinene inntil de anser det som lønnsomt å koble seg på igjen og selge elektrisitet på markedet.

Man vil kunne anta at priselastisiteten til elprodusenter generelt er litt høyere enn forbrukernes, særlig på lang sikt ettersom de har muligheten til å stenge av og enten la være å levere kraft i nettet eller velge å lokalisere produksjonen et sted med lavere tariffer. Det er samtidig forskjeller blant produsentene; elvekraftverk vil typisk være mindre priselastiske enn vannkraftverk med magasinkapasitet, da de ikke tjener noe på å vente med å produsere. Man vil derfor også kunne se for seg en forskjell mellom produsenter i ulike land; i Norge har vi 99 % vannkraft, hvor en stor andel av disse har magasinkapasitet, mens andre land baserer seg mer på elkraft fra andre typer verk som vind- og termisk kraft. Man kan dermed kanskje se for seg at produsenter i Norge er mer priselastiske enn i andre land, generelt sett. I forhold til nyinvesteringer i produksjon av kraft blir det uansett viktig for eventuelle produsenter at tariffene er harmonisert i Nord Pool. Ettersom det er et Nordisk spotprismarked, blir det nødvendig å harmonisere produsenttariffene på tvers av landegrensene slik at man ikke oppnår en opphopning av produsenter i områder der tariffene er lavest.

3. Optimal nettutnyttelse: Et korttidsperspektiv

Elektrisitet må ikke bare produseres, det må også *leveres* til den aktuelle forbruker. Tapet i ledningsnettet forklares ved at en viss andel av all strømmen som sendes gjennom ledningsnettet forsvinner pga høy varme og dermed skaper kostnader ved overføring i nettet. Gjennomsnittlig tap er på 2-3 % i høyspente sentral- og regionalnett og 5-15 % i lavspente distribusjonsnettverk som tilbyr strøm til lavvolts kunder (Førsund 2007a:151). Tapene kan regnes ut ved Kirchoffs- samt Ohms lov i fysikken, men det er ikke relevant i denne oppgavens henseende. Det som er viktig å påpeke er at strømningene - og dermed tapet - i ledningsnettet påvirkes av hele systemet. Hva som skjer i en annen linje enn den man ser på, vil kunne ha en effekt på den aktuelle linjens kapasitet og tapsprosent. I tillegg til at overføringstapene påvirker marginalkostnadene, gjør også linjekapasiteten det. Elektrisitetsstrømningene gjennom linjene har en øvre fysisk grense slik at det er begrenset hvor mye strøm linjene kan bære uten å bli skadet av varmen som skapes av motstanden. Dersom kraftstrømningene i nettet når sitt maksnivå, kan billig kraft måtte byttes ut med lokal dyr kraft for å avlaste systemet og unngå trengsel i nettet.

Siden elnettet er et naturlig monopol vil, som tidligere diskutert, en løsning basert på marginalkostnader være lite optimal i et langtidsperspektiv. Men for å finne en optimal løsning på hvordan nettet skal utnyttes, er det viktig å vite hva som er den første-beste løsningen og deretter prøve å komme nærmest mulig den. Det er vanlig å kalle punkter i et nettverk hvor produksjon og konsum foregår, for noder. Det kan være en eller flere produsenter og en eller flere typer slutt kunder (husholdninger, firmaer, jordbruk osv.) innen en node. I økonomisk teori er *nodeprising* den optimale løsningen i et korttidsperspektiv: Spotpriser som varierer over områder for å reflektere marginale kostnader ved tap og flaskehalsdannelser i nettet, og over tid som respons på endret etterspørsel og produksjonstilgang. Hver produsent eller forbruker selger eller kjøper elektrisitet til den lokale nodeprisen (Ring og Read 1996:S313).

Det generelle prinsippet som ligger under effektive priser er at de skal reflektere marginale kostnader og nytte i elsystemet ved tilknytning til hver node. Optimale nodepriser må reflektere at det er dyrere å tilby elektrisitet i enden av en høyt belastet linje enn nær en

kraftstasjon. Dette tilsier at avgifter vil variere mellom noder og over tid (Jamash et al 2005:10). Ved å implementere overføringstap i markedsmodellen kan man finne den optimale sosiale prisen i hver node. I praksis vil overføringsnettets fysiske karakteristik og kraftsystemets operasjonelle begrensninger komplisere prosessen for å finne riktige nodepriser. Kraftoverføringer kompliseres ved at det er vanskelig å styre strømminger i overføringssystemer med vekselstrøm: "Between points of injection and extraction, flow occurs on each possible path in inverse proportion to impedance" (Wilson 2002:1301). De resulterende "loop-flows" i linjer langt unna skaper store problemer i å forvalte et masket overføringsnett. Kraftflyten i nettverket styres av fysikkens lover, noe som gjør det umulig å identifisere hvor en enhet levert kraft faktisk kommer fra (Ring og Read 1996:S314).

3.1 Nodeprising

I det følgende vil jeg bruke den generelle overføringsmodellen i Førsund (2007a)². I modellen brukes *vannverdien* til hver produsent siden den er utformet for en vannkraftsøkonomi. Vannverdien reflekterer alternativkostnaden ved å bruke vann fra magasinet i dag framfor å spare til i morgen. Det er imidlertid ingen store problemer ved å generalisere og anse vannverdien i modellen som de marginale kostnadene ved produksjon for andre typer elprodusenter enn vannkraft. De optimale nodeprisene finner man ved å maksimere netto velferd som oppnås ved elektrisitetsforbruk, gitt et antall betingelser. Netto velferd er lik gevinsten ved å forbruke elektrisitet minus kostnadene ved å produsere det. Betingelsene i nodeprisproblemet er at total produksjon må være lik total etterspørsel minus overføringstap (energibalansen), og at strømmingene i linjene må være under linjens kapasitet (kapasitetsbetingelsen) (Green 2007:128). Markedet vil da klarere der hvor vannverdien er lik etterspørselen etter at tapene (og kapasitetsbegrensningene) er inkludert i modellen; eventuelt vil den sosiale prisen reflektere systemkostnadene ved at det ikke er mer ledig kapasitet i nettet.

I Norge er forbrukere og produsenter stort sett i forskjellige noder, slik at man kan benevne de ulike nodene som enten konsument- eller produksjonsnode. I konsumentnoden vil den sosiale prisen som konsumenten skal betale være summen av alternativkostnaden ved en enhetsøkning i forbruk (skyggeprisen på energibalansen), marginale tap ved en marginal økning i forbruk og et uttrykk for kapasitetsbegrensningen. Både taps- og kapasitetsleddet kan

² Se vedlegg A for utfyllende modell

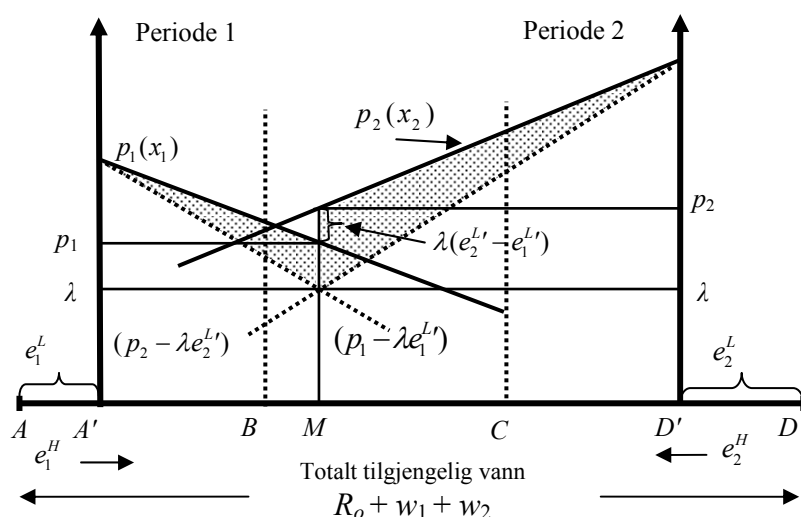
enten være positivt eller negativt: Tapene vil øke ved økt flyt i linjene, men flyten kan gå både opp og ned når forbruket ved en node øker marginalt³. El-mengden som transporteres på en linje regnes netto i modellen. De sosiale prisene er forskjellige ved hver node fordi tap og kapasitetsbegrensninger ikke inntreer likt overalt i nettet; forbrukere ved en node som genererer større tap og trengsel på marginen bør på denne måten få incentiver til å redusere sitt forbruk. Vannverdien i produksjonsnoden er en funksjon av skyggeprisen på energibalansen fratrasket uttrykk for systemtap og kapasitetsbegrensning. Den tilsvarer den prisen produsenten faktisk får for elektrisitet når tap og trengsel inkluderes i modellen. Uten tap i nettet ville vannverdien vært lik skyggeprisen på energibalansen, som igjen ville vært lik den sosiale prisen i konsumentnoden. Produsenten vil dermed ved positive tap i nettet få en lavere pris for strømmen. Dersom systemtapet er negativt vil vannverdien bli høyere slik at lagret vann får en høyere verdi. Dette kan være tilfelle når en produksjonsnode er nærmest en stor konsumentnode. Produksjonsnoden med høyest sum av totalt tap og flaskehals på marginen vil ha den laveste vannverdien, og produksjon ved disse nodene vil, i følge alternativkostnaden til vann, bli billigere. Hvis kapasitetsbetingelsen er bindende, kan billig produksjon måtte byttes ut med dyrere (i alternativkostnader) lokal produksjon for å redusere kraftstrømningene. Resultatet er en lavere vannverdi i produsentnoden, og en høyere sosial pris i konsumentnoden fordi etterspørselen må reduseres til den mengden elektrisitet som faktisk er tilgjengelig (Green 2007:126). Når uttrykkene for tap og trengsel er positive, vil sosial pris være høyere enn vannverdien for alle relevante par av konsument- og produksjonsnoder. Det følger av dette at både forbruker og produsent betaler for tapene i nettet; forbrukerne ved at de får en høyere pris og produsentene ved at verdien på vannet synker. Modellen sier imidlertid ingenting om hvordan tapskostnadene fordeles *mellom* produsent og forbruker. Marginaltapene vil være forskjellige i hver node, slik at man blir belastet etter hvordan man er plassert i elnettet. Forbrukere i en node nær en produsent kan i teorien få betalt for å bruke strøm, mens forbrukere i enden av en lang linje får store tapskostnader. Situasjonen er den samme for produsentene.

I figur 3-1 kan vi se en forenklet versjon av nodeprising som viser en node over to perioder. Mengden AC er vann tilgjengelig i periode 1, og tilsig i periode 2 er CD. På grunn av tapene i hver periode, starter badekarsveggene på innsiden av det som er tilgjengelig på hver side. Veggene plasseres endogent som en løsning på modellen i vedlegg A. Magasinkapasiteten er

³ Dette har med "loop-flows" i nett med vekselstrøm å gjøre, men det ligger for øvrig utenfor kompetanseområdet til en samfunnsøkonom

BC, og vi ser at den ikke er begrenset i den optimale løsningen. Både etterspørselskurven og etterspørselskurven inkludert tap (de stiplede linjene) antas å være lineære. Vi finner de sosiale prisene ved å finne krysningsspunktet mellom de stiplede linjene og deretter gå opp til de respektive etterspørselskurvene. A^*M forbrukes i den første perioden, MC overføres til periode to og MD^* forbrukes i den andre perioden. Så lenge etterspørselskurvene er forskjellige mellom de to periodene vil prisen være høyest i den perioden det er høyest etterspørsel. Denne prisforskjellen er forårsaket av tapene i nettet – uten tap ville prisen være lik i begge perioder (prisen ville da kunne finnes der etterspørselskurvene møtes). Tapene er illustrert som AA^* og D^*D , med $D^*D > AA^*$, men man kan også se verdien av tapene som de prikkete triangelene i figuren. Når tapene inkluderes i modellen vil den sosiale prisen være høyere i perioden med høy etterspørsel for å dempe forbruket i denne perioden.

Figur 3-1 Overføringstap og innvirkning på prisene



Kilde: Førsund (2007a:161)

3.2 Udfordringer ved nodeprising

De marginale tap vil typisk variere over døgnet med volumet, og over sesong. Tapene i linjenettet skjer kontinuerlig, men det er praktisk talt umulig å implementere kontinuerlig tid i en modell. Det er store transaksjonskostnader ved å praktisere perfekt nodeprising, slik at det nødvendigvis *må* bli suboptimale løsninger basert på gjennomsnittstap eller –perioder. I tillegg vil optimale priser ofte involvere overføringer mellom agenter som er mye større enn velferdsgevinsten ved å implementere disse prisene⁴. Forsøket på å innføre tapsfaktorer i

⁴ Gitt at man går fra uniforme priser til nodepriser. Overgangen fra en forenklet nodeprismodell er ikke like drastisk

England, som ville redusere prisene i nord og øke dem i sør, er et eksempel på det. Bedrifter som ville tape på det nye prissystemet satte mye krefter inn for å stoppe prosjektet. Fra et politisk standpunkt kan det altså være vanskelig å implementere nodepriser (Green 2007:146).

Green (2007:126) påpeker at det er få elsystemer som bruker optimal nodeprising i dag. Typisk har det blitt implementert en forenklet versjon som enten bruker soner som omfatter flere noder, eller så regnes prisforskjellene mellom soner ut ved forenklede modeller. Disse enklere modellene har en tendens til å produsere lavere prisforskjeller enn det som assosieres med optimale nodepriser. I studien fra England og Wales viser Green videre at å gå fra uniform prising til nodeprising kan øke velferd med 1,3 % av produsentenes inntekter i et gitt konkurranseutsatt marked, i tillegg til at et slikt prissettingssystem vil være mindre sårbart for markedsrett enn alternative prissystemer (Green 2007:147).

Reguleringen av nettverk forventer vanligvis at kostnadene ved nettverkets aktiviteter, inkludert investeringer, skal dekkes av avgifter som legges på brukerne av nettet. Nodeprising vil gi optimal bruk av overføringssystemet i et korttidsperspektiv. Slike avgifter vil imidlertid reduseres ved økt overføringskapasitet, dermed vil de ikke gi effektive langsiktige investeringssignaler til produksjon og bruk. Siden investeringer i overføringskapasitet typisk er sprangvise, vil store endringer i nodeprisene i de aktuelle områdene fra deres verdier etter investeringen måtte forventes. Optimale nodepriser er forskjellige både før og etter investeringer i overføringskapasitet, så det er lite reelt å regne med like priser i alle soner (Førsund 2007b:10). For å finansiere investeringer og faste kostnader i nettet er det derved nødvendig å i tillegg implementere tilknytningsavgifter som er uavhengige av energiflyten (Førsund 2007b:2).

4. Optimal inndekking av faste kostnader i nettet

Det regulatoriske problemet i elnettet består i å utforme et reguleringsregime der nettmonopolet maksimerer sine egne interesser samtidig som det tilpasser seg som om det hadde lagt samfunnsøkonomisk riktige priser til grunn. Optimal regulering av et naturlig monopol består dermed i å gi bedriftsøkonomiske incentiver til a) kostnadseffektiv drift, b) optimal prisfastsettelse og utnyttelse av kapasiteten på kort sikt, og c) optimal kapasitetsutbygging og oppgradering av nettet på lengre sikt (von der Fehr et al 2002:77).

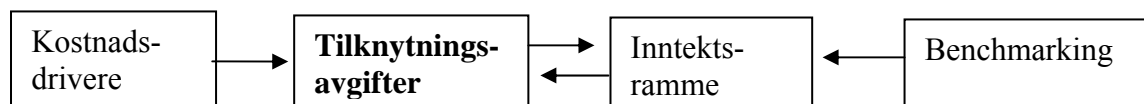
Et viktig spørsmål når man skal bestemme hva som er optimalt, blir hvorvidt prisene skal fastsettes i forhold til de kostnadene som bruken medfører (priser etter marginal- eller gjennomsnittskostnader), eller i forhold til egenskaper ved etterspørselen etter overføringskapasitet (von der Fehr et al 2002:36). Å prise etter kostnader vil medføre like priser for alle brukere, og er dermed best i et fordelingsperspektiv. Men å prise etter marginalkostnader betyr finansielt underskudd når nettet har store faste kostnader og fallende enhetskostnader, og som sagt tidligere vil gjennomsnittskostnadspriser gi minimale incentiver til kostnadsreduksjon, så det kan virke som en uoptimal løsning det også.

Generelt bør de residuale tariffleddene (de kostnadene i nettet som ikke dekkes av marginalkostnadsprising) være så nøytrale som mulig ved at de i minst mulig grad påvirker aktørenes tilpasning. Dersom man klarer å utforme disse på en slik måte at de verken gir incentiver eller disincentiver når det gjelder tilpasning på kort og lang sikt, vil spørsmålet om de residuale tariffene være et rent fordelingsspørsmål.

Man kan se for seg at det er to ulike press som legges på hvordan tilknytningsavgifter bør settes: Reguleringsmyndigheten bruker en "benchmarking" for hvert nettmonopols utgifter og godtar investeringsplaner. Dette er en slags top-down fremgangsmåte som baseres på gjennomsnitts- og ikke marginalkostnader og som dermed utformer tillatt inntektsramme. Fra et syn basert på økonomisk effektivitet er det ønsket at monopolet dekker inntektsrammen gjennom tilknytningsavgifter som reflekterer kostnader og som gir korrekte økonomiske signaler. Avgiftene kommer dermed av en bottom-up fremgangsmåte hvor kostnadene driver

prosessen. Det er, imidlertid, et potensial for at objektivene og utfallene av disse to fremgangsmåtene ikke passer sammen (Jamasb et al 2005:10).

Figur 4-1 Drivkrefter for avgiftssetting



Kilde: Jamasb et al 2005:10

4.1 Forutsetninger for modellene

Reguleringsmyndighetene kan velge å regulere nettmonopolene *direkte* – gjennom spesifikke påbud om hvilke mengder som skal produseres, hvilke priser som skal settes osv – for å oppnå effektivitet, eller man kan benytte seg av *incentivordninger* som får monopolene til å opptre i samsvar med målet om samfunnsøkonomisk effektivitet (Hope 1994:3). De produksjonsøkonomiske egenskapene ved et naturlig monopol taler for at det gis en enerett til produksjon for at stordriftsfordelene skal kunne utnyttes maksimalt. Men samtidig gir eneretten et informasjonsmonopol når det gjelder egen kostnadssituasjon, og bedriften må dermed gis incentiver til å utnytte sitt potensial. Det vil være urealistisk å anta at myndighetene kjenner nettmonopolets kostnadsstruktur fullt ut. Asymmetrisk informasjon inntreffer pga ”moral hazard” og ”adverse selection”; bedrifters kostnadsstruktur påvirkes henholdsvis av ukjente endogene og eksogene faktorer som er uobserverbare for reguleringsmyndigheten (Laffont og Tirole 1993:1). Denne asymmetrien i informasjon er hovedproblemet ved regulering av monopoler; for å oppnå en effektiv reguleringspolitikk må den gjenspeiles i utformingen. At bedriftene har privat informasjon om kostnadene medfører derfor et behov for å gi selskapet incentiver til å yte optimal innsats for å holde kostnadene nede; det oppnås ved å gjøre bedriften ansvarlig for alle sine kostnader (von der Fehr et al 2002:56). Incentivordningen blir ansett som det beste reguleringsalternativet ettersom myndighetene ikke har fullstendig informasjon om alle relevante forhold i selskapene. Det gjelder derfor å finne et regime for nettariffene som gjør at netteieren finner investeringen i nettet lønnsomt hvis og bare hvis det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det er mange foretak som driver både konkurranseutsatt og monopolstyrt virksomhet, og kryss-subsidiering kan forekomme. Selv om det er krav om regnskapsmessige skiller mellom virksomhetene, kan det være vanskelig å stille klare og entydige retningslinjer for fordelingen av slike utgifter. Problemet med asymmetrisk informasjon blir i tillegg enda større innenfor et slikt selskap, da

reguleringsmyndigheten må kjenne til kostnadsforholdene innen den konkurranseutsatte virksomheten og den åpenbare faren for kryss-subsidiering (Bibow 2001:43). Denne problemstillingen er til gjengjeld ikke veldig stor i sentralnettet som er fokus i denne oppgaven, men mer relevant på lavere nettnivå.

Von der Fehr et al (2002:81) påpeker viktigheten av å se marked og nett i sammenheng for å oppnå best mulig reguleringspolitikk i kraftmarkedet. Nettorganisering og –regulering danner nemlig viktige rammebetingelser for markedsomsetningens funksjonsmåte:

Reguleringspolitikken påvirker hvordan kapasitetsutnyttelse, utbygging av ny kapasitet og prisingen av nettjenester blir fastsatt. Man kan også tenke seg at den utviklingen som skjer innen EU har en innvirkning på reguleringsprinsipper og regimer innad i det nordiske kraftmarkedet.

En reguleringspolitikk som er samfunnsøkonomisk optimal behøver ikke å være likefrem å implementere i samfunnet. Samfunnet er komplekst, og mange forhold spiller inn. To hovedargumenter kan trekkes frem: For det første er det ikke uten videre gitt at det er enighet om samfunnsøkonomisk effektivitet som det overordnede mål for reguleringspolitikken. Privat eierskap og drift etter kommersielle kriterier ligger som premiss for store deler av teorien rundt regulering av naturlige monopoler. Den høye andelen av offentlige eierskap blant nettselskapene i distribusjonsnettet kan vanskeliggjøre reguleringen ved at det ikke nødvendigvis er gitt at en offentlig eier har profittmaksimering som målsetning. Offentlige eiere kan anse best mulig kvalitet på tjenestene, bevaring eller økning av antall arbeidsplasser eller opparbeidelse av et godt rykte som vel så viktige kriterier som maksimal avkastning (Bibow 2001:40-41). Andre mål og hensyn, for eksempel knyttet til inntektsfordeling, rettferdighet og lignende kan ha en vel så stor betydning for mange. Dette punktet er ikke spesielt relevant i denne oppgaven, da den omhandler sentralnettet, som ikke direkte er knyttet til offentlige nettselskaper som distribuerer strøm lokalt. For det andre kan reguleringsmyndigheten forfølge andre mål for sin virksomhet enn det som svarer til å utvikle en reguleringspolitikk ovenfor nettmonopolene for å oppnå samfunnsøkonomisk lønnsomhet. De kan bli utsatt for press fra ulike interessegrupper med sikte på å utforme reguleringspolitikken på en måte som er i disse gruppenes interesse. Erfaring tyder på at produsentsiden vanligvis er flinkere til å utøve slikt press enn forbrukersiden, noe som blant annet kan ha sammenheng med at man på produsentsiden som regel har færre og større enheter med mer sammenfallende interesser enn på forbrukersiden (Hope 1994:7).

Samfunnsøkonomisk optimal kapasitetsutnyttelse krever at de faste kostnadene blir dekket inn på en sånn måte at det i minst mulig grad forstyrrer kapasitetsutnyttelsen i forhold til ”benchmarken” gitt med marginalkostnadsprising (von der Fehr et al 2002:37). Dette forutsetter at de største bidragene til dekning av faste kostnader blir hentet inn der etterspørselen etter overføringskapasitet blir minst påvirket av høye priser. Optimale priser i kraftmarkedet krever altså at prisene differensieres etter egenskaper ved markedsetterspørselen. Hvordan denne prisdiskrimineringen bør implementeres, avhenger av hvilken informasjon en har tilgang på om etterspørselssiden. Som påpekt ovenfor, i seksjon 2.2, er tolkingen av etterspørselen etter elektrisitet spesielt utfordrende ettersom det er et nødvendig gode som veldig mange tar for gitt slik at de ikke reagerer mye på prisendringer.

Muligheten til å ekstrahere betalingsvilje og konsumentoverskudd i markedet avhenger av hvilken informasjon bedriften har om sine kunder samt etterspørselen i ulike delmarkeder. Ved *perfekt informasjon* kan bedriften skille enhver brukers betalingsvillighet for å bruke nettet fra hverandre og dermed trekke ut maksimalt konsumentoverskudd fra hver og en. Men perfekt informasjon er veldig lite sannsynlig i virkeligheten, i tillegg til at en slik prissettingsmetode ved eventuell perfekt informasjon har flere politiske problemer, slik at jeg ikke vil bruke noe mer tid på en slik situasjon videre i oppgaven. Det er nok mer sannsynlig at både reguleringsmyndighet og monopol har *ufullstendig informasjon* om nettbrukernes betalingsvilje. Man kan i praksis kanskje skille mellom ulike brukergrupper, men ikke hvem som er i hvilke grupper og hvordan hver enkelt person eller foretak etterspør tilgang på kraftnettet. For en gitt pris kan bedriften imidlertid regne seg frem til etterspurt kvantum for hver gruppe og det tilhørende konsumentoverskuddet (von der Fehr et al 2002:43). Jeg vil imidlertid anta at nettmonopolisten har kunnskap om hvem som er i de ulike gruppene, slik at det er mulig å skille dem fra hverandre. Denne antagelsen gjør jeg fordi gruppene skiller seg lett ut ved hvor mye strøm som etterspørres. Husholdninger og servicenæring vil typisk ha et mye lavere strømforbruk per enhet enn industrien, og produsentene skiller seg ut ved at de sender strøm *ut* på markedet. Ved en slik forståelse av ufullstendig informasjon har jeg valgt å trekke frem to prissettingsmodeller som begge benytter prisdiskriminering for å få et mest mulig optimalt utfall: Todelt tariff og Ramsey-Boiteaux-prising.

4.2 Todelt tariff med prisdiskriminering

Todelt tariff⁵ er en prissettingsmetode som monopolister kan bruke for å ekstrahere konsumentoverskudd. Strategien krever at konsumenter betaler en avgift for å få retten til å kjøpe et produkt i tillegg til en bruksavgift eller pris for hver enhet av produktet som kjøpes. Monopolisten vil sette en bruks- samt tilknytningsavgift som trekker ut så mye av konsumentoverskuddet som mulig og dermed maksimere total profitt. Tilknytningsavgifter må tilsvare behovene til nettbrukerne: Avgiftsstrukturene må kunne endres over tid i tillegg til at prinsippene som setter avgiftene er klare (Jamasb et al 2005:2). Todelte tariffer har viktige velferdsimplikasjoner. En reguleringsmyndighet kan ved å sette en passende todelte tariff gi monopolisten incentiver til å operere nærmere det første-beste utfallet enn det som ville være mulig med bare en pris (Train 1991:191).

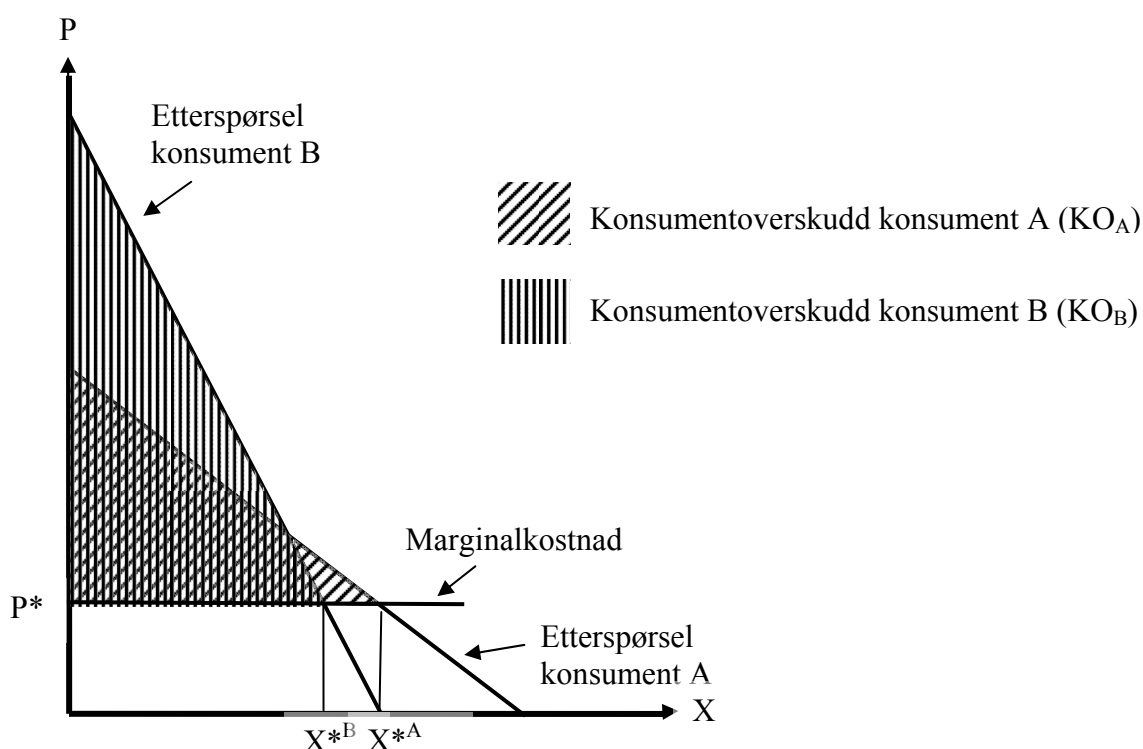
4.2.1 Den generelle modellen⁶

Anta en monopolist som selger to ”varer”: Tilgang på markedet og bruk av et gode som kjøpes på markedet. Monopolisten maksimerer total profitt ved å sette bruksavgiften lik marginale kostnader og tilknytningsavgiften lik totalt konsumentoverskudd. Ved enhver annen pris, vil monopolisten tjene mindre: Ved å sette bruksprisen høyere enn marginalkostnaden vil kvantum solgt reduseres og dermed er konsumentoverskuddet også mindre. Ved å sette bruksprisen lavere enn marginalkostnaden vil monopolisten tape per enhet solgt, men kan ta inn et større konsumentoverskudd. Likevel vil total profitt være lavere enn ved å sette bruksprisen lik marginalkostnad, ettersom en pris lavere enn det gjør at kvantum solgt vil øke og marginalkostnaden hele tiden er høyere enn bruksprisen. Muligheten til å ekstrahere betalingsvilje og konsumentoverskudd i markedet avhenger av hvilken informasjon bedriften har om sine kunder og etterspørselen i ulike delmarkeder. Et profittmaksimerende nettmonopol vil sette prisen slik at mest mulig av betalingsviljen i markedet for overføringskapasitet kan innkasseres som inntekt (von der Fehr et al 2002:43).

⁵ Man kan også tenke seg flerdelte tariffer, men modellen med todelte tariffer vil holde til mitt formål i oppgaven

⁶ Modellen tar utgangspunkt i Salvatore (2003)

Figur 4-2 Todelt tariff med potensiell prisdiskriminering



Anta to konsumenter, A og B, og at monopolen har konstante marginalkostnader. Vi ser fra figur 4-2 at konsumentoverskuddet til konsument B er en god del større enn det til konsument A. Dersom monopolisten bare kan ta én tilknytningsavgift, vil den høyeste tilknytningsavgiften som er mulig å ta for at begge gruppene skal bli i markedet, være hele konsumentoverskuddet til konsument A. Konsument B blir da sittende igjen med en del av sitt konsumentoverskudd ($KO_B - KO_A$). Dersom avgiften blir satt høyere enn det vil konsument A falle ut av markedet. Hvis monopolisten kjenner kundene sine, og kan skille brukergrupper fra hverandre, vil monopolisten kunne gi en tilknytningspris til den ene gruppen og en annen til den andre. I det tilfellet er det mulig å trekke ut hele konsumentoverskuddet fra hver brukergruppe mens de får samme brukspris (lik P^*). Tilknytningsavgiften vil da være nøytral for begge konsumenter siden de vil forbruke samme mengde av godet som de ville gjort uten tariffen. Man kan også tenke seg at monopolisten ikke kan skille brukergrupper fra hverandre, som under typisk ufullstendig informasjon. I det tilfellet må man få kundene til å avsløre sin gruppetilhørighet gjennom valg av tariff⁷. Monopolet vil da utforme tariffene slik at vi får optimal bruk av nettet for det kundesegmentet der markedspotensialet er størst.

⁷ For mer utfyllende om selvseleksjon i todelte tariff, se von der Fehr et al (2002)

4.2.2 Modellen anvendt i elnettet: hybridmodellen

Nettmonopolene har ikke lov til å trekke ut hele konsumentoverskuddet fra forbrukerne av nettet. I Norge setter NVE en inntektsramme for hvert selskap (se kapittel 5). Dermed vil spørsmålet for monopolisten under en todelt tariffstrategi være hvordan inntektsrammen skal dekkes inn optimalt fra de ulike brukergruppene. Dersom nettmonopolet er pålagt å gå i balanse, vil en hvilken som helst fordeling av fastavgiftene som dekker de faste kostnadene, og som er satt slik at ingen brukere faller ut av markedet, være optimal. Det er mulig å la brukergrupper betale en viss andel av de faste kostnadene hver, eller for eksempel at de med størst konsumentoverskudd betaler mest. Det sist nevnte eksempelet vil være tilnærmet likt Ramsey-Boiteaux-prising, som det redegjøres for i neste avsnitt. Man kan også si at hver gruppe skal betale lik prosent av de faste kostnadene i nettet – det er mulig så lenge ingen vil falle ut ved en slik tariff. Tariffen må da maksimalt være lik konsumentoverskuddet til brukergruppen med minst konsumentoverskudd.

Siden en nettmonopolist ikke nødvendigvis også selger elektrisitet på markedet, i tillegg til at elprodusenter også er brukere av elnettet og må betale sin del av avgiften, må man huske på at bruksprisen i den generelle modellen her ikke tilsvarer prisen på elektrisitet. De marginale kostnadene til en elmonopolist består som sagt tidligere stort sett av overføringstapene i nettet. Det som er mulig å tenke seg er dermed at den todelte tariffen er delt opp i en tilknytningsavgift og en avgift som skal reflektere tapene i nettet. I tillegg må brukerne av nettet faktisk kjøpe og selge elektrisitet på det åpne markedet. Man kan derfor se for seg en *hybridmodell* som implementerer nodeprising i en todelt tariffstruktur. Taps- og kapasitetsleddet i nodeprisen kan trekkes inn som bruksavgiften i den todelte tariffen, mens skyggeprisen på energibalansen tilsvarer elprisen i spotmarkedet. Bruksleddet i modellen er da noderelatert, mens tilknytningsleddet kan bestemmes ut fra hvilket hensyn som råder i reguleringsregimet. Tilknytningsleddet bestemmes da ved å bruke etterspørselen etter tilknytning til nettet for alle brukerne, mens bruksleddet er ren nodeprising. Det er mulig å sette tilknytningsleddet til å reflektere faste kostnader i hver node, men man kan også velge et fast tilknytningsledd som er likt for alle brukere av nettet – så lenge de residuale inntektene i nettet dekkes.

4.3 Ramsey-Boiteaux-priser

En annen mulig måte å finne samfunnsøkonomisk optimale priser i et naturlig monopol på er å gi monopolen en profittgrense og derved regne ut alle mulige priskombinasjoner mellom de ulike brukergruppene. Den ”beste” priskombinasjonen blir da den som maksimerer summen av konsument- og produsentoverskudd under budsjettbetingelsen selskapet er underlagt.

Resultatet av maksimeringen omtales ofte som ”the inverse elasticity rule”.

4.3.1 Den generelle modellen

Vi ser på et gode som produseres av et naturlig monopol med fallende gjennomsnittskostnader. Det er et homogent gode, men det kan skilles ut N grupper etterspørere som ikke kan drive arbitrasje. Etterspørselsfunksjonen (invers form) for hver gruppe er $p_i = p_i(q_i)$, $p'_i < 0$. p_i er pris og q_i er kvantum for gruppe i . Det forutsettes at den samfunnsøkonomisk optimale løsningen finnes ved lik pris til alle forbruksgrupper etter marginalkostnad: $p = c' \left(\sum_{i=1}^N q_i \right)$, $c'' \leq 0$. $c(q_i) + F$ er kostnadsfunksjonen til monopolen, der

F symboliserer de faste kostnadene. Optimeringsproblemet er:

$$\begin{aligned} \text{maks} \left\{ \sum_{i=1}^N \int_{z=0}^{q_i} p_i(z) dz - c \left(\sum_{i=1}^N q_i \right) \right\} \\ \text{under bibetingelsen} \\ \sum_{i=1}^N p_i(q_i) q_i - c \left(\sum_{i=1}^N q_i \right) - F \geq \pi_0 \quad (\pi_0 \geq 0) \end{aligned} \quad (4.1)$$

Lagrangefunksjonen for problemet er:

$$\begin{aligned} L = & \left(\sum_{i=1}^N \int_{z=0}^{q_i} p_i(z) dz - c \left(\sum_{i=1}^N q_i \right) \right) \\ & - \lambda \left(- \sum_{i=1}^N p_i(q_i) q_i + c \left(\sum_{i=1}^N q_i \right) + F + \pi_0 \right) \end{aligned} \quad (4.2)$$

Derav kommer de nødvendige førsteordensbetingelsene:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial q_i} = p_i(q_i) - c' - \lambda \left(-p_i(q_i) - \frac{\partial p_i}{\partial q_i} q_i + c' \right) = 0, \quad i = 1, \dots, N \\ \lambda \geq 0 \quad \left(= 0 \text{ for } \sum_{i=1}^N p_i(q_i) q_i - c \left(\sum_{i=1}^N q_i \right) - F > \pi_0 \right) \end{aligned} \quad (4.3)$$

Ved å ordne det første uttrykket i (4.3), dele med p_i på begge sider og innføre priselastisiteten

$$\tilde{\eta}_i = \frac{\partial q_i}{\partial p_i} \frac{p_i}{q_i}, \text{ får vi:}$$

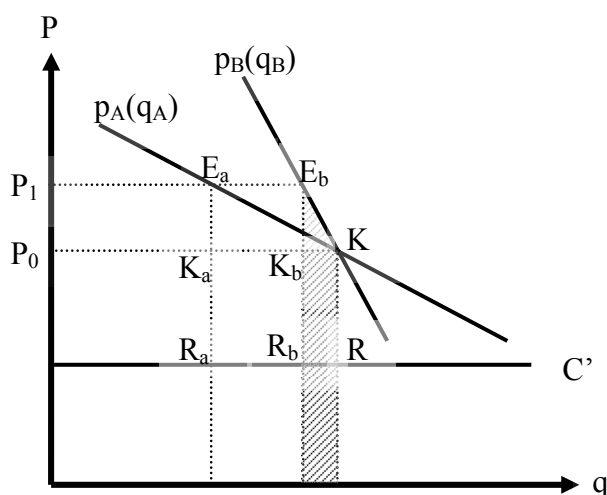
$$\frac{p_i - c'}{p_i} = -\frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{1}{\tilde{\eta}_i}, \quad i = 1, \dots, N. \quad (4.4)$$

Dette er en prissettingsregel som bygger på et berømt resultat av Ramsey fra 1927: Han utarbeidet en metode for å bestemme skatteraten på mange goder som ville gi regjeringen nok inntekt mens de reduserte konsumentoverskuddet så lite som mulig (Train 1991:116).

Prissettingsresultatet som brukes her, kommer fra franske Boiteaux (1956), men er strukturelt likt Ramseys skattleggingsresultat, slik at regelen blir kalt Ramsey-Boiteaux-priser: Optimalt prispåslag i prosent av sluttbrukerprisen skal være omvendt proporsjonal med priselastisiteten. Dette prispåslaget er som skatter (eller subsidier) på de ulike underliggende effektive prisene og bør velges for å minimere fordreininger i de beslutningene som påvirkes av avgiftene (Jamasb et al 2005:11). Laffont og Tirole (1993:31) påpeker at dette resultatet passer spesielt til Hicksiansk kompensert etterspørsel framfor vanlig etterspørsel, ettersom inntektseffekten ved prissettingen blir tatt med i betraktningen.

For å se grafisk hvorfor denne prissettingsregelen maksimerer totalt sosialt overskudd, se figur 4-3. Anta to etterspørselskurver, $p_A(q_A)$ og $p_B(q_B)$, som begge går gjennom punktet K. Hvis etterspørselen faktisk er lik den minst elastiske kurven $p_B(q_B)$ og prisen øker fra P_0 til P_1 , vil tapet i konsumentoverskudd være $P_0KE_bP_1$. På den andre siden, hvis vi for enkelhets skyld antar at marginalkostnadene er konstante, vil netto inntekt øke med $P_0KE_bP_1$ minus R_bRKK_b som et resultat av prisendringen. Man kan dermed se den positive endringen i inntekt, $P_0K_bE_bP_1$, som utlignet av et omtrent like stort tap for konsumentene. Med den minst elastiske etterspørselskurven har økningen i pris gitt en netto reduksjon i netto inntekt pluss konsumentoverskudd som kan gjenkjennes som det skraverte området R_bRKE_b . På samme måte, med den mer elastiske etterspørselskurven, vil prisøkningen fra P_0 til P_1 redusere summen av netto inntekt og konsumentoverskudd med et større område; R_aRKE_a . Generelt vil da en gitt prisøkning gi en større sosial kostnad i konsumentoverskudd som ikke økt inntekt kan veie opp for jo mer elastisk etterspørselskurven er (Baumol og Bradford 1970:272).

Figur 4-3 Illustrasjon av virkningene ved å prise etter kunders priselastisitet



Kilde: Baumol og Bradford (1970)

Ramsey-Boiteaux-løsningen kan generaliseres til å gjelde for det flerperiodiske tilfellet når fremtidig etterspørsel er kjent og nettbedriften har tilgang til et perfekt kapitalmarked for inn- og utlån og investeringsprogrammet er gitt. Den flerperiodiske versjonen av Ramsey-Boiteaux-prissettingen impliserer at det vil være optimalt å utnytte variasjoner i etterspørsel elastisiteten over tid, slik at en uforholdsmessig større del av de faste kostnader gjenvinnes i perioder med uelastisk etterspørsel (von der Fehr et al 2002:59).

4.3.2 Modellen anvendt i elnettet

Som beskrevet i kapittel 2.1.1 er det et problem å tolke kvantumsbegrepet i modellen når det er snakk om elnettet. I Ramsey-Boiteaux-modellen kommer dette problemet fram igjen. Hvordan skal vi tolke q i denne modellen? Siden både forbruker og produsent er bruker av nettet, vil det ikke være passende å bruke aggregert etterspørsel etter både elektrisitet og tilknytning. Omtrent all teori som omhandler elnettet bruker Ramsey-Boiteaux-prising som eksempel på hvordan man finner optimale priser, men det nevnes ingenting om hvordan modellen faktisk kan brukes i virkeligheten. Slik pricing er jo et prispåslag på marginalkostnadspricing som er avhengig av bruken av nettet. Problemet oppstår fordi elnettet tilbyr et gode selv; muligheten til å kjøpe og selge strøm, samtidig som det er en markeds plass for elektrisitet. Elprodusentens rolle er nøkkelen i dette problemet; den har en etterspørsel etter å bli tilknyttet nettet, men skal jo ikke bruke elektrisitet – bare selge det. Det blir dermed vanskelig å se for seg at produsenten har en bruksrelatert etterspørsel etter elektrisitet.

Et annet aspekt er tolkningen av de marginale kostnadene. Hvis man kan si at etterspørselen er etter både tilknytning og bruk, hva er da marginalkostnadene? Brukernes etterspørsel er da

total; den inkluderer også faktisk kjøp av strøm slik at spotprisen i markedet også må implementeres i modellen på et vis.

En mulighet for å kunne bruke Ramsey-Boiteaux-prising er å skille forbruker og produsent i modellen. Ved gitt inntektsramme kan monopolisten gi en fast tariff til produsentene som for eksempel er en viss andel av de totale inntektene og deretter benytte Ramsey-Boiteaux-regelen på forbrukerne. I tillegg må spotprisen implementeres i marginalkostnadsfunksjonen slik at de blir tatt hensyn til ved utregning av optimalt prispåslag. Pris lik marginalkostnad vil da være lik den optimale nodeprisen fordi den inneholder uttrykk for overføringstap og spotpris.

4.4 En sammenligning av teorigrunnlaget

For å oppnå samfunnsøkonomisk effektivitet bør et reguleringsregime gi monopolet frihet til å justere relative priser i forhold til egenskaper ved etterspørselen i markedene, men nivået på prisene bør begrenses (von der Fehr et al 2002:54). Dette argumentet forsterkes dersom monopolet har mer informasjon om markedsetterspørselen enn reguleringsmyndigheten. ECON (2003:32) viser at en todelt tariff sannsynligvis vil føre til høyere nettutnyttelse enn lineære priser, gitt at fastleddet reduserer etterspørselen mindre enn et tilsvarende prispåslag vil gjøre.

Ramsey-Boiteaux-priser gir størst mulig totalt overskudd og størst samfunnsøkonomisk gevinst gitt at fordeling mellom kunder ikke teller. Faktisk vil fordelingen som følger av Ramsey-Boiteaux-priser ofte virke urettferdig. Konsumenter med lav priselastisitet i etterspørselen etter et gode vil være relativt ufølsom til prisendringer. I flere tilfeller kan det være at slike goder er *nødvendige* goder; folk har ikke noe annet valg enn å følge prisendringene. Å innføre Ramsey-Boiteaux-priser vil resultere i at disse kundegruppene møter høyere priser enn de som har flere valg og derved høyere elastisiteter. Siden elektrisitet blir ansett som et nødvendig gode gir man ikke forbrukerne noen reell sjanse til å trekke seg ut av markedet. Brukerne som er mest avhengig av strøm blir dermed belastet mer enn de som ikke er det. Dersom reguleringsmyndighetene vurderer å implementere en slik prisregel, må man ha vurdert fordelingskonsekvensene godt på forhånd. Det er teoretisk mulig å redistribuere overskuddet slik at alle er bedre etterlatt enn ved enhver annen priskombinasjon, men generelt er en slik redistribuering ikke mulig å oppnå effektivt (Train 1991:144-145). At

Ramsey-Boiteaux-priser gir størst mulig totalt overskudd garanterer ikke at de er ”best”, eller ”gode” engang, dersom reguleringsmyndigheten finner andre sosiale kriterier vel så relevante som effektivitet. En annen bemerkning mot Ramsey-Boiteaux-prising er at det kreves omfattende kunnskaper om kostnader og etterspørsel for å kunne finne de rette prisene (Laffont og Tirole 1993:32). Det betyr at det er meget informasjons- og ressurskrevende og derved vanskelig å implementere.

Disse to modellene, todelt tariff og Ramsey-Boiteaux-prising, ender opp med å være ganske like til syvende og sist: Typisk vil en etterspørter med lav priselastisitet ha et stort konsumentoverskudd, slik at det er den samme brukeren av nettet som må betale mest i begge modellene. Begge modellene har nøytrale residualledd under perfekt informasjon. Det er derimot en forskjell i utformingen, ved at Ramsey-Boiteaux-prisene representerer en *regel*: De med lavest priselastisitet skal betale mest. Ved å benytte todelt tariff kan man velge selv hvordan man vil fordele avgiften mellom kundene; det er mulig å implementere et fordelingshensyn i modellen.

Uansett hvilken informasjon man har om kundegruppene, vil tariffene med prisdiskriminering være fordelingsmessig uheldige – gitt at fordeling ikke teller - selv om de er samfunnsøkonomisk optimale, og bør bare velges av reguleringsmyndigheter som kun er opptatt av å dekke kostnader (von der Fehr et al 2002).

5. Sentralnettstariffen – dagens utforming

Om lag 80 % av de årlige inntektene i sentralnettet kommer fra fastleddet i sentralnettstariffen; noe som tilsier at tariffutformingen har stor økonomisk betydning for aktørene i markedet (SKM 2000:3). Statnett har i sentralnettet redusert satsen for innmating av kraft siden 1999, mens satsen for forbruk ikke har hatt samme utvikling. Det vil si at Statnett har vridd sine tariffinntekter vekk fra produsenter og over på forbrukerne. Statnett begrunner sin særskilte ivaretagelse av produsenter og kraftintensiv industri i a) disse kundenes langsiktige fleksibilitet, b) Ramsey-Boiteaux-regelen og c) harmonisering av tariffen for produksjon innad i Norden (Statnett 2002:5).

5.1 NVEs intensjon med reguleringen

Hovedmålet for NVE er å ivareta samfunnets interesser innenfor elektrisitetssektoren. Det innebærer blant annet å legge til rette for a) kostnadseffektivitet i drift og vedlikehold av nettet, b) effektive nettutbygginger, og c) at overføringstariffene fremmer en optimal utnyttelse av nettet (Grasto 1997:6). For å oppnå disse målene er det nødvendig med en reguleringsmyndighet som har overordnet kontroll over alle nettmonopolene. NVE setter en øvre grense for hvor store inntekter nettmonopolene kan hente inn fra kundene sine. Det vil si at monopolene har en inntektsramme å forholde seg til når de skal sette tariffene for bruk av nettet. Inntektene skal over tid dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet i tillegg til å gi rimelig avkastning på investert kapital, gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. NVE skal årlig utforme en kostnadsnorm for hvert enkelt selskap som fastsettes på bakgrunn av sammenlignende effektivitetsanalyser som skal ta hensyn til relevante forskjeller i selskapenes rammebetingelser. Energiloven gir de overordnede forretningsreglene for det norske kraftmarkedet, og i tillegg har NVE laget regler for hvordan nettleien skal utformes. I Forskriften om økonomisk og teknisk rapportering heter det i formålsparagrafen:

Denne forskriften skal legge grunnlag for et effektivt kraftmarked og kontroll av nettvirksomheten som et naturlig monopol. Forskriften skal sikre at kraft overføres til riktig leveringskvalitet og pris, at nettet utnyttes og utbygges på en sikker og samfunnsmessig rasjonell måte. Herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir hørt.
FOR 1999:4

NVE har utviklet en reguleringsmodell som behandler hver og en av de ca 200 netteierne individuelt; det er tatt utgangspunkt i hvert enkelt elverks faktiske situasjon ved fastsettelse av inntektsrammene. Ved fastsettelsen av inntektsrammen skal den generelle produktivitetsutviklingen og selskapets egen kostnadseffektivitet tas hensyn til. NVE fastsetter derfor både et generelt og et eventuelt individuelt effektivitetskrav. Det individuelle effektivitetskravet påløper dersom selskapet ikke anses som effektivt. Det samlede kravet (det generelle + det individuelle) forteller hvor mye selskapets tillatte inntekt blir redusert med årlig⁸.

5.1.1 Tariffutforming

Nettleien skal minimum bestå av to ledd – et fastledd og et energiledd.

Energileddet skal minimum dekke de marginale kostnadene i nettet som stort sett utgjøres av overføringstap. Nettselskapet må betale for dette tapet som øker med belastning på overføringsnettet. Energileddet er produktet av systemprisen og gjeldene marginaltapssats og netto uttak/innlevering i aktuelt utvekslingspunkt time for time. Energileddet bygger dermed på den prisen som nettleverandøren må betale for å kjøpe el som skal erstatte tapet som oppstår på veien fra produsent til forbruker. Marginaltapssatsen er symmetrisk rundt null for innlevering og uttak i hvert enkelt punkt. Tidsdifferensieringen skal som et minimum være vinter dag, vinter natt/helg og sommer. Tapsleddet skal først og fremst sørge for å minimere totaltapet ved å gi signaler om hvor i nettet det er relativt sett dyrere og billigere å mate inn eller ta ut kraft (SKM 2000:10). Systemet er designet for å frembringe en pris som er så nær den kortsiktige grensekostnaden som mulig: ”Marginale tapsprosjenter skal så langt som mulig beregnes med hensyn til systembelastningen i et samlet nettsystem og en produksjons- og lastsituasjon som er representativ for hvert enkelt tidsavsnitt” (FOR 1999:§14-1). Produsenter og forbrukere har samme sats for uttak/innmating i hvert punkt. Nettmonopolene kan også fastsette et kapasitetsledd slik at det skapes balanse mellom overføringsbehov og nettkapasitet. Kapasitetsleddet kan benyttes når overføringsbehovet overstiger kapasiteten i nettet (FOR 1999: § 13-3)).

Fastleddet er den enkelte nettbrukers bidrag til å løse et kollektivt problem i nettet, nemlig å minimum dekke de faste kostnadene knyttet til abonnementet (Meland et al 2007:49).

Fastleddet er et fast kronebeløp per år som skal dekke kundespesifikke kostnader.

⁸ Fra NVEs internettsider: http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=1143 (siden brukt 07.03.08)

Sentralnettets innmatingstariffer skal være retningsgivende for andre tariffledd ved innmating i regional- og distribusjonsnett. Avregnet mengde skal være basert på midlere årsproduksjon (FOR 1999:§16-2). De faste utgiftene for forbruk skal gå til inndekking av øvrige kostnader i nettet som ikke dekkes gjennom energileddet. Det skilles i tariffutformingen mellom kraftintensiv industri og annet forbruk; industrien får et lavere avregningsgrunnlag enn husholdningene. I tillegg vil utkoblbart forbruk⁹ få særskilte betingelser. ”Formålet med utkoblbart forbruk er å kunne avlaste nettet ved at nettselskapene kan koble ut dette forbruket som følge av akutt eller forventet knapphet på overføringskapasitet, at utkoblbart forbruk kan bidra til en samfunnsøkonomisk effektiv utnyttelse av overføringskapasiteten, samt å stimulere til økt forbrukerfleksibilitet (FOR 1999: § 15-1).”

Siden sentralnettets innmatingstariffer skal være retningsgivende for andre tariffledd ved innmating i distribusjons- og regionalnett, er det i praksis bare forbrukernes tariffledd som kan justeres for å dekke eventuelle sprik mellom kostnader og inntekter i disse nettnivåene.

5.1.2 Variasjon i praksis

Selv om disse bestemmelsene gjelder generelt for alle nettnivå er det betydelige forskjeller i praksis. De største variasjonene finner man i tariffer for mindre næringsvirksomhet og husholdninger. Man kan gi to grunner til at nettleien varierer såpass mye: For det første har de ulike nettselskapene forskjellige kostnader ved å eie og drive nettet, og for det andre kan de ha forskjellig fordeling mellom fastledd og energiledd. Disse forskjellene kommer primært av at nettselskapene har ulike rammebetingelser som de ikke kan forandre på selv: Topografi og klima kan påvirke kostnader veldig, i tillegg til at å overføre strøm til områder med spredt bebyggelse generelt er mer kostbart enn til områder som er tettbebygget. I praksis bruker nettselskapene i dag et energiledd som ligger 2-3 ganger over de marginale tapssatsene og et tilsvarende lavere residualledd. NVE har på dette området som strategi å sikre at tariffene ikke gir signaler som fører til en dårligere utnyttelse av kapasitetene i nettet. Ut fra dette har direktoratet valgt å anbefale et noe høyere fastledd – og tilsvarende lavere energiledd - enn det som er gjennomgående for norske nettselskaper i dag (Meland et al 2007:11). Dette er ikke noe jeg kommer til å ta opp i oppgaven, da den omhandler sentralnett. Men det er viktig å se at nettselskapene på alle nettnivå har relativt frie tøyler til å utforme sine tariffer.

⁹ Forbruk som nettleverandøren umiddelbart kan trekke ut av nettet for å lette systemet ved akutt eller forventet knapphet på overføringskapasitet

5.2 Statnetts tariffutforming under NVEs rammeverk

Statnett er ansvarlig for å implementere investeringer i overføringsnett – basert på samfunnsøkonomiske kriterier. Selskapet er dermed ansvarlig for at leveringen av elektrisitet er pålitelig, i tillegg til at det skal promotere et velfungerende elektrisitetsmarked (Førsund 2007b:9). Statnett plikter å følge retningslinjene fra NVE. Men rammeverket er vagt, og det er rom for egne vurderinger og tolkninger av Forskriften om økonomisk og teknisk rapportering.

5.2.1 Energileddet

Statnett betaler for tapene i overføringsnett (differensen mellom hvor mye elektrisitet som produseres og hvor mye som faktisk når fram til hver enkelt sluttbruker) før disse kostnadene overføres på kundene i nettet som energileddet i sentralnettstariffen¹⁰. Energileddet skal reflektere systembelastningen i nettet samt gi signaler til aktører på kort og lang sikt (Statnett 2002:12). Utformingen av energileddet har klare rammer, dermed er energileddet i sentralnettstariffen likt som beskrevet i Forskriften:

$$\text{Energileddet (kr)} = \text{systempris (kr/MWh)} * \text{marginaltapssats (\%)} * \text{energi uttak/innlevert (MWh)}.$$

Systemprisen bestemmes av aggregert tilbud og etterspørsel som representerer alle bud og tilbud i hele den nordiske regionen hver time¹¹. Den er dermed en ”overordnet” pris; et produkt av de områdespesifikke spotprisene i Norden som endres kontinuerlig.

Marginaltapssatsen beregnes ukentlig med separate satser for dag og natt/helg. Det er satt et tak på marginaltapssatsen til +/- 10 %. I noen geografiske områder er nok marginaltapssatsen noe høyere, men Statnett har vurdert situasjonen slik at inntektsøkningen som vil fremkomme av å fjerne taket vil være veldig liten i forhold til hele inntekten fra energileddet (ca 5 %), samtidig som en økt marginaltapssats i de områder det er aktuelt vil ha en stor betydning per aktør (Statnett 2002:17). Selv om energileddet skal legge til rette for en kortsiktig optimal tilpasning av brukerne i nettet, er leddet i følge Statnett (2002) også viktig i vurderingen av fremtidige investeringer i forbruk og produksjon.

5.2.2 Fastleddet

Under gjeldende forskrifter har Statnett valgt å differensiere ulike typer nettbrukere. Det skilles her mellom produsent og forbruker, og forbrukerne deles igjen i ulike

¹⁰ Overføringstapene er en del av driftskostnadene til Statnett. Se for eksempel 4. kvartalsrapport på http://www.statnett.no/Resources/Filer/Rapporter/Års-%20og%20tertiarapporter/Statnett_kvartal_0407%20web.pdf (siden brukt 30.4.08)

¹¹ Nord Pools internettsider: <http://www.NordPoolspot.com/reports/systemprice/> (siden brukt 02.04.08)

forbrukergrupper. De siste årene har tariffutformingen vært rettet mot produsenters interesser i det nordiske kraftmarkedet, dette fordi Statnett antar at sentralnettstariffen har relativt større betydning for elprodusenter enn forbruk. Produsentene betaler et fast beløp basert på midlere årsproduksjon de siste ti år og en innmatingstariff som er lik for alle nettnivå og normert etter Statnetts innmatingstariff. Nivået på tariffen for produsenter ble i sin tid satt ut fra et harmoniseringsargument innad i det nordiske markedet, og har vært på omtrent samme nivå siden 2001. Sentralnettstariffen for innmating av elektrisitet er i 2008 på 0,56 øre/kWh, og for uttak 163 kr/kW (Statnett 2008). Nivået på den residuale tariffen må imidlertid vurderes i forhold til kostnadsutvikling i sentralnettet og internasjonal utvikling når det gjelder harmonisering (Statnett 2002:5).

Tarifforskriftens bestemmelser om energiavregning av produksjon sett i sammenheng med en nordisk harmonisering av residuale ledd for innmating har bidratt til at nivå og avregningsgrunnlag for produksjon ligger fast

Statnett (2002:5)

For å finne hver forbrukergruppes avregningsgrunnlag, bruker Statnett den såkalte *k-faktormodellen*: Avregningsgrunnlaget for kundens ordinære forbruk fremkommer ved å trekke gjennomsnittlig utkoblbart forbruk¹² fra gjennomsnittlig totalforbruk i topplasttiden i hvert enkelt tilknytningspunkt for de fem foregående år. Dette korrigeres så med en korreksjonsfaktor (k-faktor); $0 < k \leq 1$ som beregnes for hvert sentralnettpunkt. K-faktoren skal reflektere forholdet mellom produksjon og forbruk hos kunden i punktet: En forbruker som er samlokalisert med en produsent får et lavere avregningsgrunnlag sammenlignet med en forbruker som er tilknyttet sentralnettet alene i et punkt. Avregningsgrunnlaget for den enkelte kunde blir dermed: $A = k_i (F_{tot} - F_{utk})$. For alle uttakskunder i et punkt vil det bli benyttet

samme k-faktor i beregningen av kundens avregningsgrunnlag: $k_i = \frac{F_{tot}^{alle}}{P_t + F_{tot}^{alle} + c \cdot KII}$.

F_{tot}^{alle} viser summen av alle kundenes gjennomsnittlige totalforbruk, P_t viser sum tilgjengelig vintereffekt i punktet (høyeste effekt som kan produseres i en sammenhengende 6-timers periode under høyeste vinterforbruk), KII er sum forbruk i kraftintensiv industri og c er korreksjonsfaktor for KII som regulerer dets nivå (Statnett 2008). Denne modellen tar i følge Statnett (2002:6) hensyn til det fleksible forbruket gjennom parameteren KII , men det antas samtidig at det bare er kraftintensiv industri som har fleksibelt forbruk.

¹² Utkoblbart forbruk er et begrep som benyttes om forbrukere som umiddelbart og på kort varsel kan kobles fra elnettet for å redusere trykket i nettet

Uttakskundenes tariffsats skal kombineres med et avregningsgrunnlag. Ettersom både innmatings- og uttakstariffen i nettleien er et produkt som er avhengig av bruken i nettet, blir det misledende å kalle tariffen for et *fastledd*. Tariffen er i teorien ikke fast, men avhengig av henholdsvis midlere årsproduksjon og maksimal topplast over lengre tid. Det vil imidlertid ta tid å endre på avregningsgrunnlaget for tariffen, da en endring i et år ikke har stor påvirkning. Først etter flere år med endret bruk av nettet vil dette komme fram i tariffen ved et vesentlig påvirket avregningsgrunnlag.

5.2.3 Grunnlaget for Statnetts tariffutforming

En ting er hva NVE forventer av nettmonopolene, en annen er hva monopolene selv faktisk ønsker å få ut av tariffene. Statnett anser nivået på sentralnettstariffen som en faktor som kan bidra til hvordan virksomhetene kan tilpasse seg på lang sikt (Statnett 2002:6). I arbeidet med harmonisering av tariffene i Norden var det blant annet med begrunnelse i Ramsey-Boiteaux-prising at det ble fokusert på innmatingstariffene. Produsentenes fleksibilitet og konkurranseevne ble her anført som viktige begrunnelser for de endringene som er gjort i tariffen fra 2000 til 2002. Betydelige avvik i innmatingstariffene i Norden vil for eksempel kunne medføre at man kan få feilallokering med hensyn til lokalisering av ny produksjonskapasitet (Statnett 2002:35).

De residuale tariffene skal gjenspeile kundens ”lokale behov for sentralnett”. Det skal komme frem gjennom k-faktormodellen. Det er viktig for Statnett å unngå å sette en ”uheldig tariff” slik at kraftverk eller storindustri legger ned virksomhet på grunn av tariffnivået. Aktørene i kraftmarkedet blir påvirket av tariffene ved at de har en betydning for hver aktørs økonomiske overskudd. Tariffene kan, i følge Statnett (2002:34), være avgjørende ved vurdering av fremtidige investeringer i ny kapasitet – både for produsent og forbruker – i tillegg til å påvirke behovet for fremtidig kapasitet i nettet.

Som nevnt over, har Statnett valgt å ”favorisere” kraftintensiv industri og produksjon ved å redusere fastleddet deres, og begrunner det ved deres fleksibilitet og priselastisitet: Statnett antar at kraftintensiv industri er mer fleksibel enn annet forbruk på lang sikt; den kan enten redusere eller øke sitt kraftforbruk ved betydelige endringer i økonomiske rammebetingelser. I tillegg vil en eventuell utfasing av kraftintensiv industri innebære en betydelig økning i samfunnsøkonomiske kostnader for kraftsystemet på grunn av økte ubalanser. Det er viktig

for Statnett å opprettholde den bufferen som kraftintensiv industri er i markedet; bortfall av industri betyr at fleksibelt forbruk faser ut, noe som kan føre til et volatilt kraftmarked med de konsekvensene det innebærer. Kraftintensiv industri og treforedling står samlet sett for ca 30 % av det norske forbruket (Statnett 2002:35). Denne andelen skiller seg fra forbruket i de andre nordiske landene, der andelen er en del lavere. Statnett kjennetegner denne industrien ved stort forbruk, lang brukstid og relativt stabil bruk av overføringsnett og argumenterer for at tariffen har vesentlig større betydning for slik industri enn for den alminnelige forbruker: Industrien opererer med små marginer, og en økning i residuالتariffen kan føre til at marginene endrer seg fra å være positive til å bli negative. Imidlertid er det få av de kraftkrevende industriene i Norge som faktisk opererer på marginen (Bye og Holmøy 2006:43)¹³, slik at det er vanskelig å forklare nedleggelse av industri i nivået på sentraltariffen alene.

Statnett anser hovedutfordringen ved utformingen av de residuale leddene som å finne en tariffmodell og fastsette et nivå på den residuale tariffen slik at ressursene i kraftsektoren blir benyttet mest mulig optimalt framover. Dette fordi de har innsett at de ikke klarer å forme en nøytral tariff; den residuale tariffen kan være avgjørende ved vurdering av fremtidige investeringer i ny kapasitet, både på produsent- og forbrukersiden, og derved også avgjørende for behov for fremtidig nettkapasitet (Statnett 2002:34). Statnett mener at de ved å legge mer vekt på Ramsey-Boiteaux-prising i sentralnettstariffen kan bidra med å legge til rette for at fleksibiliteten i kraftmarkedet blir opprettholdt på lang sikt. En slik tariffomlegging vil i første omgang kunne gi lite fleksibelt forbruk en marginal økning i tariffen. Dette forbruket vil, i følge Statnett, imidlertid profitte på at opprettholdelse av det fleksible forbruket kan bidra til et mer effektivt og mindre prisvolatilt kraftmarked framover (Statnett 2002:42).

5.3 Sentralnettstariffen sett i lys av økonomisk teori

Dagens sentralnettstariffer ligner mer på Ramsey-Boiteaux-priser enn en typisk todelt tariff. Grunnen til det er at verken forbruker eller produsent betaler en fast avgift som tilknytningsavgift. Avgiften er avhengig av henholdsvis midlere årsproduksjon for produsenten og maksimal topplast for forbrukerne. I tillegg skilles forbrukerne på grunnlag av forskjellig fleksibilitet; kraftintensiv industri får et lavere avregningsgrunnlag enn husholdninger, og utkoblbart forbruk har en egen tariffsats som er svært mye lavere enn den

¹³ Bye og Holmøy (2006:43) viser at andelen av bedriftene i treforedling, kjemisk råvareproduksjon og metallindustri med positivt driftsoverskudd i 2000 var henholdsvis 83, 89 og 91 prosent

som kreves av annet forbruk. Imidlertid er ikke fastleddet i sentralnettstariffen en regel som blindt følger brukergruppers fleksibilitet; andre hensyn, som for eksempel tariffsatsen i de andre nordiske landene spiller en rolle i utformingen av tariffene.

5.3.1 Energileddet

Marginaltapene er mye større i noen noder enn andre. I uke 15 (2008) var marginaltapssatsen i Eidskog på -7,5 % mens den i mange andre noder var på 10 %¹⁴. Optimale nodepriser bør regnes ut kontinuerlig, også med kontinuerlig endring i marginaltapssatsene, men det er, som diskutert ovenfor, veldig ressurskrevende. Jo lengre tidsperspektiv man har på utregningen, jo større avvik er det mellom faktiske tap og tap i modellene. Marginaltapssatsene i sentralnettet beregnes ukentlig. Det beregnes da separate satser for dag og natt/helg. En slik beregning får ikke med seg alle svingninger i nettbruken, men tar samtidig for seg de viktigste forskjellene. I tillegg regnes energileddet ut hver time, slik at svingningene i systemprisen har en påvirkning og dermed representerer kontinuerlige endringer i markedet. Så lenge det brukes lik systempris i alle noder, vil marginaltapene i prinsippet være det eneste som skiller noder fra hverandre. I en nodeprismodell som også omfatter loop-flows, skal hver node ha en unik systempris¹⁵, som opptrer i den respektive noden *etter* at de marginale tapene er inkludert i kraftmarkedsmodellen. Statnetts energiledd kan dermed virke som et resultat av en forenklet nodeprismodell hvor systemprisen er eksogent gitt. I teorien er en slik tilnærming ikke optimal, men i praksis kan forskjellen være marginal da det er lite sannsynlig at tilnærmet optimale nodepriser vil kunne implementeres med det første. Selv om systemprisen kan være et relativt godt forsøk på å vise skyggeprisen på energibalansen, mener jeg det vil være bedre å bruke spotprisen i stedet; den aktuelle salgsprisen i de ulike kraftområdene i Norge¹⁶. Jeg kan tenke meg et alternativ til dagens modell: Alternativet kan være å regne ut tilnærmet optimale nodepriser i hver node, trekke fra aktuell spotpris og pålegge forbrukere og produsenter som er tilknyttet den aktuelle noden å dekke differansen (eventuelt få differansen tilbakebetalt dersom marginaltapssatsen er negativ):

$\text{Energiledd (kr)} = (\text{Nodepris} - \text{Spotpris})(\text{kr/MWh}) * \text{energi uttak/innlevert (MWh)}$

Et slikt energiledd vil vise tydeligere hvor i nettet det er relativt dyrere og billigere å mate inn eller ta ut kraft, og ved å bruke en tilnærming til nodeprising vil den være mer ”riktig” i

¹⁴ Fra Statnetts internettsider: <http://home.statnett.no/tapssatser/> (siden brukt 08.04.08)

¹⁵ I modellen til Førund (2007a) er skyggeprisen på energibalansen lik i alle noder. Ved en helt korrekt modell som inkluderer loop-flows i nettet, skal hver node i prinsippet ha forskjellig skyggepris på energibalansen

¹⁶ Norge er delt inn i tre kraftområder: Norge 1: Sør-Norge, Norge 2: Midt-Norge og Norge 3: Nord-Norge.

forhold til å gi de rette prissignalene til brukerne. Nodeprisene skal gi et tilnærmet korrekt bilde av kraftens verdi på de ulike punktene i nettet (SKM 2000:11).

5.3.2 Fastleddet

NVE har ikke bestemt noen begrensning på hvordan fastleddet i nett-tariffen skal dekkes mellom forbruker og produsent. Det eneste de er eksplisitte på, er at det ikke er tillatt å prise etter Ramsey-Boiteaux-regelen (FOR 1999: § 13-1). Nettmonopolene kan velge å prise etter ulike brukeres *fleksibilitet*, men ikke etter deres *priselastisitet*. Brukere av nettet skal kunne belønnes for at de er fleksible i etterspørselen, og på den måten kan hjelpe til med å avlaste nettet i tilfeller hvor det er behov for det. Det er imidlertid vanskelig å skille mellom de to begrepene: De brukerne som typisk har lavest priselastisitet er de samme som har lavest fleksibilitet i elnettet – nettopp fordi de oppfatter elektrisitet som et nødvendig gode. K-faktormodellen har tydelige tendenser til å prise etter forbrukernes fleksibilitet – Statnett anser, som nevnt i avsnitt 2.2.1, kraftintensiv industri som mer fleksibel enn husholdninger på lang sikt og har dermed gitt den forbrukergruppen et lavere avregningsgrunnlag; det samme har utkoblbart forbruk fått på grunn av deres kortsiktige fleksibilitet. Selv om det ikke er lov å prise etter Ramsey-Boiteaux-regelen, viser Statnett visse tendenser til å konvergere mot en slik løsning hvor forbrukernes priselastisitet er byttet ut med et uttrykk for fleksibiliteten. Per i dag er tariffutformingen en versjon av ”litt av alt”: Det er en slags todelt tariff hvor bruksleddet regnes ut ved en forenklet nodeprismodell. Tilknytningsleddet har derimot en todelt struktur der produsentene har en ”egen” modell mens forbrukerne deretter betaler de residuale kostnadene etter egenskaper ved etterspørselen sin.

I prinsippet skal energileddet i nettleien tilsvare de marginale kostnadene en bruker påfører nettet. Som sagt ovenfor, har flere nettselskaper valgt å sette en høyere sats på energileddet enn det som tilsvare marginaltapene i nettet. En slik tariff er ikke samfunnsøkonomisk optimal, da brukere vil kunne falle ut av markedet. I sentralnettet derimot, benyttes marginaltapssatsene i en forenklet nodeprismodell. Dersom denne forenklede modellen gir priser tilnærmet like de den optimale nodeprismodellen vil gi, kan man si at tariffen gir optimal nettutnyttelse og dermed er samfunnsøkonomisk effektiv. Det er i tillegg samfunnsøkonomisk optimalt å kreve inn større avgift fra de minst fleksible ettersom deres konsumentoverskudd er større enn de mer fleksible gruppene. Spørsmålet blir hvorvidt samfunnsøkonomisk effektivitet er et godt nok mål – burde andre faktorer spille inn og påvirke tariffutformingen?

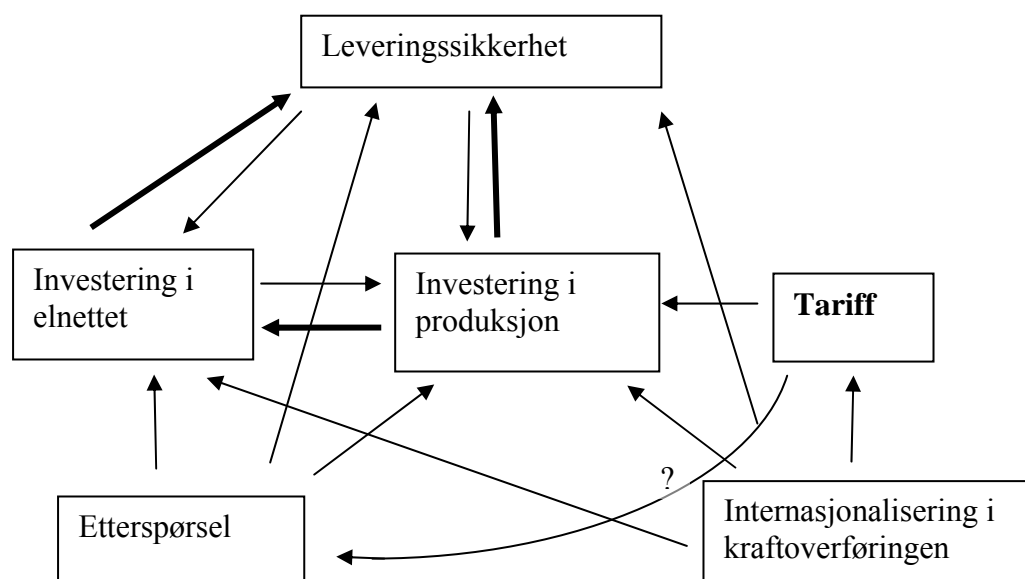
5.3.3 Finnes en nøytral tariff?

Et av målene med tariffutformingen er at tariffen skal være mest mulig nøytral. En nøytral tariff i elnettet vil jeg tolke som en tariff som ikke påvirker *bruken* av nettet i forhold til den samfunnsøkonomisk optimale løsningen. Det vil si at prisen på bruken må være lik de marginale kostnadene i nettet. Det er viktig å skille mellom den *direkte* og den *indirekte* virkningen av en tariff når man skal analysere nøytralitetsaspektet. Energileddet i sentralnettstariffen er en tilnærming til nodeprising, slik at bruksprisen er i hvertfall ikke langt fra den optimale. Man kan derfor anta at den direkte effekten av nett-tariffen er relativt nøytral både for forbruker og produsent. Imidlertid er det mulig for produsentene å skyve noen av kostnadene sine over på forbrukerne ved at elprisen i markedet vil øke. Gitt at dette er mulig, vil da den indirekte effekten være at tariffen er helt nøytral for produsenten, mens den ikke er det for forbrukerne ettersom deres elbruk påvirkes av høyere pris i elmarkedet. Mer om slik overveltningsanalyse kommer i kapittel 7.2. Selv om sentralnettstariffen vil være helt nøytral for produsentene i forhold til bruk av nettet, kan tariffen ha betydning for nylokalisering av produksjon. Det vil si at en indirekte effekt av tariffen kan være opphopning av ny produksjon der tariffen er lavest. Mer om dette i neste kapittel.

6. Hvilke faktorer rettferdiggjør prisdiskriminering i elnettet?

Vi har sett at samfunnsøkonomisk optimal kapasitetsutnytting forutsetter at de største bidragene til dekning av faste kostnader hentes inn der etterspørselen etter overføringskapasitet blir minst påvirket av høye priser. Produsentene har i utgangspunktet et valg om hvor de vil lokalisere seg, mens forbrukerne er mindre fleksible. Det er derfor bedre å legge prispåslag for å dra inn residuale inntekter på forbruk enn produksjon etter samfunnsøkonomiske prinsipper. Men er samfunnsøkonomisk effektivitet forklaring nok i seg selv? Hvilke andre faktorer kan spille inn i bestemmelsen om at produsentene skal betale en lavere nettleie enn forbrukerne? En nøkkeloppgave for systemansvarlig blir å se til at reguleringen gir et passende rammeverk for investeringer – i nettet og i produksjonskapasitet (IEA 2002:12). Avgiftene må legges til rette for at nettverket blir effektivt oppgradert for å møte ny etterspørsel, og at produksjon og forbruk lokaliseres i de mest effektive områdene slik at lokaliseringsfordeler balanseres mot de ekstra nettverkskostnadene som er involvert. Jeg vil i det følgende ta opp ulike faktorer som kan ha en betydning for fordelingen av kostnadene i nettet. Endringer i etterspørsel og produksjon må på en eller annen måte koordineres med endringer i overføringskapasitet når produsenter og forbrukere tar selvstendige investeringsbeslutninger (Førsund 2007b:2). De faktorene jeg trekker frem har alle en innvirkning på fordelingen av tariffene i seg selv, men har i tillegg en påvirkning på hverandre igjen, slik at analysen vil foregå relativt flytende. For å vise kompleksiteten og alle påvirkningsmekanismene i elnettet – hvor alle faktorene er avhengige av tariffen - har jeg laget figur 6-1.

Figur 6-1 Nettariffens påvirkning i elnettet er kompleks



6.1 Leveringssikkerhet: Lokalisering av produksjon og investeringer i elnettet

Å tilby et optimalt kvalitetsnivå er en av de viktigste utfordringene reguleringsmyndighetene møter (Singh 2004:2). Brukerne av elnettet har ved å betale tilknytningsavgiften, kjøpt retten til å bruke nettet, og har dermed krav på kontinuerlig tilgang på elektrisitet. I så måte kan man se leveringssikkerhet¹⁷ som et kollektivt gode; ingen skal ekskluderes fra å ha sikker tilgang på strøm, og en brukers tilgang skal ikke påvirke en annen brukers tilgang. Man kan anta at i et åpent marked vil produsenter alltid investere i ny kapasitet for å møte etterspørselen, men problemet med elmarkedet er at elnettet samtidig må oppdateres for at det skal være mulig å øke strømmen av elektrisitet i nettet. I fraværet av et marked eller under monopol, kan man ikke ta optimal leveringssikkerhet for gitt. Leveringssikkerhet er tett relatert til installert kapasitet i systemet. I et og samme punkt i nettet vil det på et gitt tidspunkt være en bestemt sannsynlighet for at det skal skje et utfall i en komponent slik at kapasiteten til å levere går ned. Leveringssikkerheten vil variere innenfor et nett og vil typisk være lavere langt ute på en linje enn i det maskede hovednettet (ECON 2000:15).

Det er i dag en økende bekymring for hvorvidt elmarkedet effektivt kan tilby riktig mengde produksjon/nettverkskapasitet for å sikre eltilførsel i det liberaliserte markedet. Etterspørselen

¹⁷ Leveringssikkerhet kan defineres som "sannsynligheten for at energi blir levert uten avbrytelser". Noen artikkelforfattere (eks Barton et al (2004)) skiller mellom leveringssikkerhet og leveringspålitelighet, men i denne oppgaven behandler jeg pålitelighet i nettet som en underliggende faktor i begrepet om leveringssikkerhet

etter elektrisitet vokser i Norge med 2-3 % i året (Singh 2004:13), samtidig som det er begrensede økninger i produksjonskapasitet i Norge. Det tilsier at det norske systemet vil bli mer og mer avhengig av import for å dekke kraft- og energibehov i systemet. Hittil har grensetilknytningene vært med andre nordiske land¹⁸ og i den nordiske regionen nærmer kraft- og energisituasjonen seg nå raskt sine kapasitetsgrenser (Singh 2004:13). Det er dermed ikke overraskende at en økende bekymring for leveringssikkerhet i Norge brer om seg.

6.1.1 Leveringssikkerhet over tid

Singh (2004:5) deler leveringssikkerhet inn i tre dimensjoner: I et *langtidsperspektiv* handler leveringssikkerhet om nok investering i produksjon, lagring og nettverkskapasitet til å møte etterspørselen. I et *mellomlangt* tidsperspektiv handler det om å ha nok drivstoff; i Norge vil det si nok lagret vann. På *kort sikt* vil problematikken rundt leveringssikkerhet omhandle hvorvidt man har nok bufferkapasitet til å møte flaskehalser/trengsel i nettet til enhver tid. Utfordringen blir å bekrefte at markedsinstitusjonene garanterer effektivt tilbud av det som trengs for å opprettholde leveringssikkerhet i alle relevante tidshorisonter. Leveringssikkerhet i et korttidsperspektiv blir systemoperators (Statnett) ansvar, mens på lang- og mellomlang tid avhenger leveringssikkerhet av de økonomiske incentivene som det liberaliserte markedet kommuniserer til markedsaktørene (Hammer 2004:307).

I Norge, hvor vi er så avhengige av vannkraft, er det spesielt viktig å vurdere leveringssikkerhet i "tørre år". I så henseende er det spesielt viktig å oppmuntre andre typer produsenter til å levere elektrisitet på markedet. Å ha en konkurransedyktig tariff for produsentene vil da være et viktig poeng – ellers vil andre områder være mer attraktive og man kan oppnå typiske importavhengige områder. Midt-Norge er et typisk importavhengig område, og har hatt en pågående energikrise på grunn av det. Frykten for total kollaps ved et nytt ekstremt tørt år, har gjort behovet for å sette inn en annen type kraftverk enn vannkraft stort. I dag har Statnett selv satt i gang et prosjekt med å ha reservekraftverk som skal kunne settes inn i slike "tørre" perioder. For å finansiere dette prosjektet, må forbrukerne ta kostnadene ved at residuale inntekter i sentralnettet må økes, og dermed også nettleien¹⁹.

¹⁸ Nå er NorNed-kabelen til Nederland under utprøving, en ny tilknytning som sikkert kan hjelpe til med å lette på kapasitetsbegrensningene

¹⁹ Se Mathismoens artikkel i Aftenpostens nettutgave: <http://www.aftenposten.no/klima/article2347865.ece> (siden brukt 09.04.08)

For å planlegge effektivt over tid må man vite hvilke variabler som er eksogene og hvilke som er endogene. Endringer i etterspørsel og hvordan etterspørselen fordeles over områder blir ofte behandlet som eksogene faktorer. Det vil være riktig for konsumentnoder med sakte og organisk endring i elektrisitetsetterspørselen på grunn av demografiske endringer og utviding av bygninger, i tillegg til utvikling av lett industri og service. Men en politisk beslutning om at for eksempel oppvarmingsteknologien skal gå fra elektrisitet til gass kan være viktig nok til å kreve koordinering med investeringer i overføringskapasitet, og bør derfor implementeres som en endogen variabel i planleggingen. Et viktig spørsmål blir hvordan man skal behandle store etterspørselsendringer som inntreffer ved at energiintensive industrier kommer inn eller trekker seg ut av markedet. Ulike formeringer av energiintensive industrier over områder kan gi store ulikheter i overføringskostnader (Førsund 2007b:8). Kraftintensiv industris beslutninger om tilknytning kan dermed ha en stor innvirkning på tariffordelingen, og kan tilsi at de bør ha en lavere tariff enn annet forbruk for å holde på stabiliteten i nettet.

Man kan antyde at forbrukerne i større grad enn produsentene er kostnadsdrivende i nettvirksomheten. Bakgrunnen er at et avbrudd representerer en betydelig kostnad (avsavnsverdi) for store grupper forbrukere. Avsavn vil si "tap som eieren eller brukeren av en ting lider ved at han ikke får høve til å bruke den"²⁰. Avsavnsverdien kan oppfattes som det kunden ville være villig til å betale for å unngå bortfallet av kraft; den gjør dermed at leveringssikkerhet er et gode som forbrukerne har en betalingsvillighet for. For en kraftprodusent derimot, vil tapet være en brøkdel av konsumentenes tap. Det er en trade-off mellom investeringskostnader og operasjonskostnader på den ene siden og pålitelighetsnivå på den andre, slik at de sosiale kostnadene ved forstyrrelser må inkluderes i det sosiale problemet. Behovet for leveringssikkerhet for forbrukerne kan dermed ha stor betydning for omfanget av investeringene i nettet (ECON 2000:5), og kan tilsi at forbrukerne bør ha en høyere tariff enn produsentene for å reflektere avsavnsverdien.

På lang sikt er det altså viktig å investere i nok produksjon og kapasitet til å møte økende etterspørsel. Et eksempel som kan belyse viktigheten av dette temaet er dagens kraftsituasjon i Sør-Afrika. Landet har ikke klart å følge etterspørselen over tid, og er nå i en stor strømkris. Kapasiteten i nettet er altfor lav i forhold til etterspørselen, i tillegg til at det produseres for lite strøm. Dette har ført til at det er obligatoriske strømkutt hver dag for å unngå flaskehalser

²⁰ Fra CAPLEX, Cappelen Forlags nettleksikon: <http://www.caplex.no/Web/ArticleView.aspx?id=9300969>

der det er veldig viktig å få levert fram strøm. Selv om det ble regulert hvor strømmen skulle kuttes (i husholdninger på dagen og hos bedrifter på kveld/natt), har det vært situasjoner som har ført til store overskrifter. Blant annet måtte gruvedriftindustrien, som er en viktig faktor for Sør-Afrikas økonomiske vekst, nedlegges flere dager fordi Eskom (Sør-Afrikas svar på Statnett) ikke kunne garantere nok kraft til heisene som fører gruvearbeiderne inn og ut av de dype sjaktene. I tillegg måtte selskapet som raffinerer drivstoff til flyene ved flyplassen i Cape Town stenge for en tid, og det oppstod store utfordringer i hvordan man skulle få flyene av gårde fra flyplassen. Det forventes at situasjonen vil være like dramatisk fram til 2013, da den første av flere nye kraftstasjoner skal knyttes opp i linjenettet²¹. Selv om det norske elnettet nok er bedre utviklet og rede til å møte store endringer i etterspørselen, ser man likevel problemet ved at produsenter kan velge å lokalisere seg i andre land. Den investeringen i produksjon som har skjedd i Norge den siste tiden har stort sett vært visse teknologier som har fått subsidier fra staten. Det tyder på at elkraftprodusenter anser lokalisering i Norge som for dyrt i tillegg til at nylokalisering på produksjonsmarkedet er begrenset av et stort antall prosedyrer og regler som gjør det vanskelig å få autorisasjon (IEA 2002:120). Viktigheten av å oppmuntre produsenter til også å investere i Norge, blir åpenbar – og man kan lett antyde at det er viktig å gi produsenter en konkurransedyktig tariff i tillegg til at rammene rundt nylokalisering eventuelt må endres.

6.1.2 Lokalisering av produksjon: Påvirkning på investeringer i nettet

Hvordan man velger å sette tilknytningsavgiften kan som sagt ha en signifikant innvirkning på konkurranseevnen til nye tilknytninger. Det er i tillegg helt avgjørende å få til en effektiv koordinering mellom nettvirksomhetene og kraftprodusentene fordi kostnadene ved å øke samlet kapasitet i elforsyningen i betydelig grad kan avhenge av hvor ny produksjonskapasitet lokaliseres (von der Fehr et al 2002:135). Et av målene ved tariffene er å gi optimale investeringsincentiver i nettet. Sannsynligvis vil slike incentiver påvirkes av hvordan og hvor produsenter velger å investere. Det er viktig for et reguleringsregime å tillate, og gi incentiver til, økt investering der det er behov for det, og i tillegg reagere på endrede tilbuds- og etterspørselsmønstre (Jamasb et al 2005:1). Prisforventninger vil direkte påvirke investeringsbeslutninger for kraftprodusenter. Produksjonsinvesteringer og hvor slike investeringer vil foregå vil naturlig reagere på forventninger om endringer i avgifter som følge

²¹ Se <http://www.telegraph.co.uk/news/main.jhtml?xml=/news/2008/01/19/wpower119.xml>, http://www.news24.com/News24/South_Africa/Power_Crisis/0,,2-7-2335_2264935,00.html og <http://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2008/02/08/AR2008020801190.html> (alle sider brukt 15.04.08)

av investeringer i overføringskapasitet (Førsund 2007b:7). For å kunne planlegge ”riktige” investeringer i overføringskapasitet, må dermed forventede investeringer i produksjon implementeres i planleggingen. Uavhengige produksjonsinvestorers beslutninger må kunne forventes ganske korrekt for å kunne bestemme sosialt optimal investering i overføringskapasitet. Investeringer i overføring vil alltid substituere økt produksjon hvis overføringstapene minskes pga investeringen. Tilsvarende kan produksjon substituere overføringskapasitet ved å dempe trengsel i ledningsnettet ved ”counterflows”.

Imidlertid er det neppe mulig å utvikle et tariffsystem som gir fullstendige investeringsincentiver i alle henseender. Von der Fehr et al (2002:135) påpeker at det ikke innebærer at man ikke skal utvikle tariffen med investeringsincentiver for øyet, men at man ikke fullt ut bør stole på at tariffene alene gir tilstrekkelig gode investeringssignaler. Nettvirksomheten er preget av omfattende nettverksekskernaliteter, og deler av virksomheten har karakter av å være kollektive goder som gjør det svært krevende å finjustere prissignalene. Kostnadene ved å øke den samlede kapasiteten i elforsyningen kan i betydelig grad avhenge av hvor ny produksjonskapasitet lokaliseres. Selv om dagens tariffen et stykke på vei gir lokaliseringssignaler, er det lite sannsynlig at beslutninger om lokalisering kan tas på basis av tariffene alene (von der Fehr et al 2002:135).

Det kan virke som om leveringssikkerhet i et korttidsperspektiv blir tatt vare på gjennom Statnett, og at ansvaret for mellomlang- og langtidsleveringssikkerhet ikke er like tydelig delegert. I et kortsiktig perspektiv kan de se ut til at en tariffordeling som er i favør produsentene vil gi de beste incentivene. Det er markedet som skal gi leveringssikkerhet over tid; men spørsmålet er om prissignalene i markedet er sterke nok til å stimulere nok investering til riktig tid – spesielt i høylastperioder. Det blir opptil reguleringsmyndighetene å gi rammer for effektive markeder som gir de rette incentivene (Hammer 2004:335).

6.2 Et åpent internasjonalt markeds rolle i fordelingen av sentralnettstariffer

Land/områder har ulike kostnader i nettet, noe som påvirker inntektsbehovet i hvert område. Det er klart et område med lave nettbaserte kostnader kan sette lavere tariffen til brukerne av nettet enn et område med større kostnader. I det nordiske kraftmarkedet har de ulike landene ulik form og nivå på tariffene; blant annet som et resultat av ulike kostnadsnivå i nettet. I

Danmark betaler produsentene 2-5 % av alle inntektene til sentralnettet, i Finland betaler de 12 %, i Norge 35 % og i Sverige 25 % (ETSO 2007:6). Dette kan skape uheldige vridninger som gir samfunnsøkonomisk tap. Ettersom det nordiske markedet åpnes mer og mer, vil det naturligvis virke lukrativt å starte ny kraftproduksjon i Danmark og Finland fremfor i Norge, ceteris paribus. For å unngå dette har et viktig trekk ved tariffpolitikken i det siste vært å harmonisere produsentenes tariffer på tvers av landegrensene. Det er også tatt til orde for å sette en felles øvre grense på produsenttariffen i EU slik at man ikke opplever opphopning av elproduksjon i noen land/områder med lavere tariffer enn andre²². Men det er foreløpig ikke ført videre i planer eller satt ut i praksis. Selv om denne maksgrensen ikke er vedtatt, er det likevel noe norske reguleringsmyndigheter må ta løpende stilling til. For å være konkurransedyktig i et stadig mer åpent kraftmarked er det nødvendig å forholde seg til de internasjonale utviklingstrekkene.

6.2.1 Kostnadsulikheter i et tidsperspektiv

Uten harmonisering vil tariffnivået bli forskjellig i ulike land og områder på grunn av ulikt kostnadsnivå, ettersom residuale tariffer bestemmes av hvor mye inntekt man faktisk må få inn. Eksempelvis kan det være uheldig dersom muligheten til å bygge ut billig effekt i Norge ikke utnyttes fordi man her har større tariffer på innmating. Derfor bør den andelen av den residuale tariffen som legges på forbrukerne være stor nok til å dekke hele variasjonen i inntektsbehov mellom områder (ECON 1999:63). Imidlertid kan man tenke seg at uten harmonisering ville kanskje tariffulikhetene på tvers av områder jevnes ut over tid.

Kostnadsforskjellene mellom områder er stort sett en funksjon av tidligere investeringer og etterspørselsutvikling (Jamasb et al 2005:15). Selv om kostnadene i nettet er lavere i Sverige enn i Norge per i dag, er det ikke sikkert at situasjonen er slik om 20 år. Dersom Sverige har behov for å utvide nettet og forbedre kapasiteten, må nødvendigvis tariffene økes for å dekke inn kostnadene. Selv om det per tidsenhet er ulike kostnader i nettet, er det ikke nødvendigvis alltid et område som har større kostnader enn et annet. Et slikt langsiktig perspektiv vil selvsagt gjøre det vanskeligere for produsentene å velge riktig sted å lokalisere seg; vil det lønne seg å velge et område med lave tariffer i dag, eller om et visst antall år? Dette spørsmålet blir selvsagt enklere ved å velge å harmonisere tariffene; andre faktorer vil påvirke lokaliseringsbestemmelsen slik at tariffen i det henseende blir tilnærmet nøytral.

²² Det ble i sin tid satt opp et uformelt forum i EU (EU Regulator's Forum) som skulle diskutere saker som regulering og harmonisering (IEA 2002:66).

6.2.2 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved harmonisering

Er det samfunnsøkonomisk effektivt å harmonisere produsenttariffene i Norden/Europa? Hvilket avregningsgrunnlag bør benyttes? Per i dag er tariffutformingen veldig forskjellig i og mellom de ulike land, noe som gjør harmonisering vanskelig. I Sverige har de for eksempel geografisk differensierte tariffer; produsenter betaler en høy avgift i Nord-Sverige (der mesteparten av elektrisiteten produseres), siden mer produksjon vil øke belastningen på nettet. Forbrukertariffen er til gjengjeld lav i samme område²³. Det kan synes som om et felles avregningsgrunnlag må oppnås ved å danne en slags overordnet systemansvarlig over hele området som skal harmoniseres. Men det er inngår ikke i min oppgave å diskutere hvordan man best kan finne en harmoniseringsløsning i det europeiske kraftmarkedet. Dersom man imidlertid finner en måte å harmonisere tariffene på, hvilket nivå skal de ligge på? Å harmonisere tariffene innebærer at noen områder (de fleste) vil måtte gi tariffer til nettbrukerne som ikke samsvarer med de samfunnsøkonomisk optimale tariffene. Et argument mot harmoniseringspolitikken er at det samfunnsøkonomisk optimale alltid vil være å sette de tariffene som er optimale i hvert område – dersom det er for dyrt for noen produsenter å lokalisere seg der, så er det rett og slett ikke lønnsomt å produsere i det området. For å argumentere mot det igjen kan man påpeke at økt produksjonskapasitet i et område bidrar til økt leveringssikkerhet i det området. Det kan oppfattes som en positiv eksternalitet og betyr at det er en fordel for et land å stimulere til at produksjon bygges i eget område fremfor i andres områder. Dette kan trekke i retning av at en naturlig likevekt er en harmonisering basert på at forbrukerne betaler de residuale tariffene (ECON 1999:63).

Et velfungerende regionalt marked trenger en viss grad av harmonisering av reguleringene som råder i hver jurisdiksjon (IEA 2002:65). Selv om innmatingstariffene blir harmonisert med de Nordiske land og skal være lik på alle nettnivå, er det viktig for effektiviteten at alle kundegrupper har et insentiv til å aktivt arbeide for å få riktige tariffer. En modell hvor noen har en fast pris og andre tar resten er dermed lite hensiktsmessig; produsentens tariffnivå bør derfor være gjenstand for drøfting samtidig som tariffen for forbruk blir fastsatt.

²³ Se Svenska Kraftnätets nettsider: <http://www.svk.se/web/Page.aspx?id=5340> (siden brukt 16.04.08)

7. Vil et fordelingshensyn ha en annen virkning på tariffstrukturen?

De kostnadene i nettet som kan legges på bestemte brukere (henførbare kostnader) utgjør bare en relativt liten andel av de totale kostnader. Størsteparten av kostnadene kan med andre ord ikke henføres direkte til bestemte brukere, og for disse kostnadene finnes det ikke et enkelt eller entydig prinsipp som tilsier hvordan de bør fordeles på brukerne. Det er imidlertid ikke likegyldig hvilken fordeling man velger; fordelingen kan få vesentlig betydning ikke bare for utnyttelsen av overføringsnettet, men også for funksjonsmåten til elektrisitetsforsyningen mer generelt (von der Fehr et al 2002:133). Uansett hva man anser som mest ”riktig” fordeling av kostnader mellom brukere, kan det se ut som effektivitetshensynet kommer foran fordelingshensynet i dagens reguleringsregime (von der Fehr et al 2002:16). Det som blir sett på som det beste for alle er å maksimere totalt overskudd. Dermed er rettferdighet og likhet – uansett definisjon – viktige sosiale kriterier som ignoreres i beslutningene. Regimet har samtidig en fordelingsmessig betydning uansett, indirekte og direkte, selv om fordelingshensyn ikke har vært eksplisitt framme ved utformingen av regimet. Nettariffene i seg selv tar i stor grad et fordelingshensyn ved at de skal være kostnadsdekkende, men ikke gi muligheter for inntekter utover det som er nødvendig for at selskapene oppnår en normal avkastning på den investerte kapital. Det er imidlertid bare fordeling mellom selskapene og brukerne av nettet, ikke fordelingen mellom de ulike brukergruppene, som kommer fram i dette perspektivet.

Det kan se ut som NVE har klart å forme en reguleringsramme som i teorien skal føre monopolene til å opptre samfunnsøkonomisk optimalt. Men spørsmålet er om ikke fordelingsperspektivet har kommet litt i skyggen for effektivitetsmålet. Fordelingsmessig kan det høres mer fornuftig ut at alle brukerne av nettet betaler en lik tilknytningsavgift som for eksempel er en fast årlig tariff (for eksempel ved å følge et prinsipp som ligner todelt tariffmodellen). Lik pris for lik vare, så å si. I dag er det kun marginaltapssatsene som er fordelingsmessig ”rettferdige”, mens fastleddene i nettleien viser en sterk vridning i disfavør av husholdninger. Denne vridningen kan forklares i økonomisk teori, ved at husholdninger er mindre prisfølsomme, men samtidig er de også den brukergruppen som har minst mulighet for å bytte ut elektrisitet med andre varer. Dersom man velger å øke fokus på fordelingshensyn

ved å øke belastningen på produsentene kan en i noen grad hente ut overskuddet i kraftproduksjonen til dekningen av kostnadene i overføringen. På den annen side vil det bety at fordelingen av nettkostnader blir ulik i det nordiske markedet, og kan dermed føre til en forvridning av konkurransen som i neste omgang påvirker lokaliseringen av ny produksjon (von der Fehr et al 2002:134).

7.1 Fordelingen mellom forbrukere

En tariff som belastes forbrukerne mer enn produsentene kan ha en uheldig fordelingsvirkning fordi husholdninger med lav inntekt bruker en større andel av inntekten sin på elektrisitet enn husholdninger med større inntekt (NOU 2004:8). I tillegg kan husholdninger med god økonomi for eksempel velge å investere i ENØK-tiltak som over tid vil gjøre deres etterspørsel etter elektrisitet lavere. Fordelingsvirkningen av tariffen mellom forbrukere vil dermed bare forsterkes.

Ved å øke husholdningers forbrukertariff i forhold til produsentenes og andre forbrukeres, vil forbrukerne i utgangspunktet få en høyere sluttbrukerpris enn før økningen. Men på grunn av økte totalpriser vil etterspørselen etter el for forbrukerne reduseres slik at prisen på el går ned. En økning av forbrukertariffen vil dermed ikke virke nøytral på produsenter og industri. ECON (1998:14)²⁴ viser at industri, bergverk og forbrukere i andre land vil få det bedre på grunn av nedgangen i deres sluttbrukerpris. De sektorene som har fått en økt tariff vil bli lavere belastet enn hva økningen i tariff isolert sett sier, ettersom reduserte priser er gunstig for disse gruppene også. Størrelsen på avgiften *overdriver* altså den samlede effekten for de betalende gruppene på mellomlang sikt. Med en underliggende vekst i økonomien vil likevel etterspørselen øke med tiden slik at elprisen vil komme opp på langsiktig marginalkostnadsnivå igjen. Når dette nivået nås, vil sannsynligvis investeringer i ny kapasitet inntreffe. Dersom dette er tilfelle, vil elprisen ikke påvirkes av tariffendringen over lang tid, men faktisk i sin helhet veltes over på de forbrukerne som allerede har fått en høyere tariff. Når tariffen i stor grad legges på en avgrenset gruppe forbrukere, vil disse oppleve varig høyere kostnader, mens andre forbrukere på lang sikt kan få en netto gevinst etter hvert som den aggregerte etterspørselen reduseres og fører til lavere kraftpriser (ECON 1999:66).

²⁴ ECON antar i utredningen dermed at man kan integrere nett og marked i en modell for sluttbrukerpriser. En slik løsning vil være mulig dersom nettleverandør og elprodusent er samme aktør, men det er ikke tilfelle. Uansett illustrerer eksempelet at de forbrukerne som får økt tariff er "taperne" i markedet.

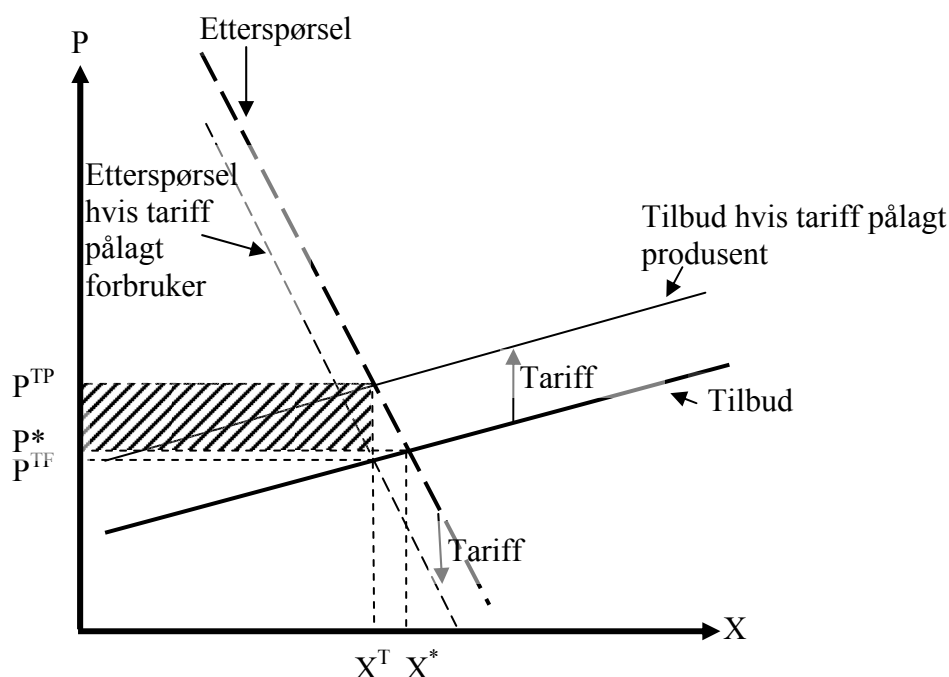
Tilsvarende vil en redusert tariff for produsentene umiddelbart gi hver produsent lavere kostnader. Først etter en tid vil økt tilbud reflekteres i lavere markedspriser og produsenten vil i mellomtiden ha en høyere fortjeneste. Effekten av å redusere produsenttariffen i stedet for å øke en spesifikk forbrukergruppes tariff er at forholdet mellom forbrukergruppene blir den samme i motsetning til at bare en gruppe blant alle forbrukerne blir belastet av tariffendringen.

7.2 Fordelingen mellom produsent og forbruker: Er tariffbyrden reell?²⁵

Dersom nettariffen ikke er nøytral, noe man i flere tilfeller kan anta at den ikke er, vil et betimelig spørsmål i forhold til problemstillingen være hvorvidt det spiller noen rolle hvem som faktisk påføres tariffen i utgangspunktet. Dersom det har seg slik at forbrukerne har en brattere etterspørselskurve enn produsentenes tilbudskurve, vil mye av en tariff kunne veltes over på forbrukerne selv om den i utgangspunktet ble lagt på produsenten. Det er et velkjent faktum i mikroøkonomien at det ikke spiller noen rolle om man legger en tariff på produsent eller forbruker; markedet vil tilpasse seg på samme måte uansett. Det er kun brattheten på etterspørsels- og tilbudskurven som påvirker hvordan effekten av tariffen blir fordelt mellom gruppene. En slik insidensanalyse kan vises i figur 7-1. Vi ser at etterspørselskurven er veldig bratt, mens tilbudskurven er relativt slak. Uten tariff vil markedet klarere der etterspørselskurven treffer tilbudskurven, nemlig i (X^*, P^*) . Ved å pålegge produsenten en tariff, vil tilbudskurven skifte opp med samme mengde som tariffen. Den nye likevekten vil bli i (X^T, P^{TP}) . Nesten hele tariffen blir faktisk pålagt forbrukeren i at prisen øker med $(P^{TP} - P^*)$. Dersom tariffen legges på forbrukerne, vil etterspørselen skifte ned tilsvarende. Man kan se av figuren at samme mengde, X^T , som når produsenten ble pålagt tariffen vil bli konsumert, men prisen vil synke litt i forhold til utgangspunktet P^* . Kun $(P^* - P^{TF})$ av tariffen vil overføres produsenten mens forbrukeren tar resten av tariffbyrden selv: "The more inelastic the demand for the product, the larger the share of the tax that consumers will pay" (Baumol og Blinder 2006:385).

²⁵ Teorien om insidensanalyse har eksistert lenge, men se for eksempel Baumol og Blinder (2006:383-386) for en introduksjon

Figur 7-1 Generelle tariffen: Innvirkning i markedet



Kilde: Fritt etter Baumol og Blinder (2006)

Under visse forutsetninger kan det dermed vises at kostnadene til syvende og sist blir båret av forbrukerne; eventuelle kostnader som belastes produsentene blir overveltet i prisene og dermed videreført til forbrukerne. I praksis er disse forutsetningene sannsynligvis ikke oppfylt, blant annet fordi konkurransen ikke er fullkommen, kraftprodusentenes markedsrett er forskjellig og prisfastsettelsen derfor vil avhenge både av hvilke kostnader de har og graden av markedsrett (von der Fehr 2002:134).

Insidensanalyse må vurderes opp mot det faktum at tariffene i utgangspunktet skal være nøytrale og dermed ikke skal påvirke etterspørsels- og tilbudskurvene i kraftmarkedet. Dersom tariffen ikke er nøytral, kan det virke rimelig at forbrukerne faktisk vil ende opp med størsteparten av tariffkostnadene til slutt – enten ved å få den direkte, eller indirekte ved at prisen på elektrisitet øker. Imidlertid er vi i Norge del av et større elmarked, Nord Pool, som gjør at prisene er markedsbaserte på tvers av landegrensene. Ettersom kostnadsnivået i nettet er forskjellig i de nordiske landene, kan det antyde at tariffene er av ulik størrelse. Det kan fort tilsi at i de områdene hvor kostnadene er størst, vil det ikke være mulig å velte over alle kostnadene – rett og slett fordi man ikke har så stor innvirkning på prisene i et åpent marked.

8. Oppsummering og konklusjon

I denne oppgaven har jeg forsøkt å belyse en del områder innen tariffpolitikken i elnettet som kan ha en betydning for fordelingen av nett-tariffen mellom brukere av nettet. Det kan virke som oppgaven har endt opp med å stille flere spørsmål enn den i utgangspunktet har prøvd å besvare, men sånn kan det fort bli i et komplekst nettverk av faktorer som påvirker hverandre. Det er ikke alltid lett å vite hvor man skal begynne; hva påvirker hva mest; lokalisering av produksjon eller investering i nettkapasitet. Jeg begynte med utgangspunkt i hvorvidt det var *riktig* at forbrukerne skulle betale mye mer av de faste kostnadene i nettet enn produsentene, og har endt opp med en diskusjon over hvilke faktorer som faktisk tilsier at produsentene *bør* favoriseres. Til og med ved å følge et fordelingshensyn hvor tariffen fordeles jevnt på alle nettbrukere, vil sannsynligvis byrden til syvende og sist bli størst for forbrukerne. Dessverre for husholdninger som blir forskrekket hver gang de får strømregningen, kan det virke som det er samfunnsøkonomisk riktig å fordele sentralnettstariffen slik Statnett nå gjør.

Ved å bruke samfunnsøkonomisk teori er det åpenbart at de brukerne av nettet som er minst priselastiske skal betale en større andel av kostnadene i nettet enn de mer priselastiske. Det kommer frem både i modellen for todelt tariff og i Ramsey-Boiteaux-modellen. I samfunnsøkonomiske modeller er det sjelden plass til fordelingspolitiske hensyn. Men det kan se ut som om dersom det hadde vært plass til det, ville den indirekte effekten ved en tariff likevel skjøvet byrden av tariffen over på de minst priselastiske brukerne. Så lenge elektrisitetsmarkedet er åpent og konkurransedrevet, vil elprodusentene alltid kunne velte kostnadene sine over på kundene i en viss grad. Imidlertid vil et åpent internasjonalt marked kunne begrense overveltningen noe, da produsentene i et gitt område ikke kan påvirke et helt marked. Ingen elprodusenter i Norden har slik markedsrett, selv om det finnes store aktører som Statkraft og Vattenfall. Det kan se ut til at det er like greit å gi forbrukerne kostnadene med en gang; i form av at de betaler de residuale kostnadene i nettet, i stedet for at de betaler tariffen indirekte gjennom høyere priser i markedet. I tillegg vil tariffen da opptre mest mulig nøytralt ved at den ikke påvirker beslutninger angående bruk av nettet. Denne utviklingen i tariffpolitikken vil videre tilsi at det er et behov for harmonisering av produsent-tariffene mellom land og områder.

Det er viktig at nett-tariffene stimulerer optimal investering i overføringsnett. For å møte økende etterspørsel etter elektrisitet må kapasiteten i nettet bedres på kort sikt, i tillegg til at det krever økt produksjon av elektrisitet på lang sikt. Det må derfor legges til rette for at investorer vil vurdere å legge ny produksjon der det er behov for det, slik at man unngår trengsel og importavhengige områder. Å ha en innmatingstariff i et område som er høyere enn i andre områder, vil gjøre at lokalisering i andre områder er mer lukrativt. Prisforventninger samt forventninger rundt overføringstariffer vil direkte påvirke produsenters investeringsbeslutninger (Førsund 2007b:7). Det kan se ut som om begrunnelsen for at produsentene skal betale et lavere fastledd enn forbrukerne i bunn og grunn ligger i at kraftmarkedet åpnes mer og mer over landegrensene. Jeg har gjennom analysedelen prøvd å påpeke viktigheten av at produsentene vil lokalisere seg der det er samfunnsøkonomisk viktigst. Det vil si at tariffene må gjenspeile det. Så lenge det er billigere å starte opp et sted enn et annet, vil det alltid være mer lukrativt å starte forretning på det billigste stedet så lenge man får samme elprisen begge steder. Lokaliseringsavgjørelsen til produsentene må veies opp mot lokaliseringsbehovet i hvert enkelt område.

Som et generelt prinsipp for å oppnå optimal fordeling av sentralnettstariffen kan man si som Jamasb et al (2005:47): "(...) any scaling to achieve regulatory revenue should minimise the distortions to decisions. Durable decisions (where to connect) are the most important to get right and should attract the lowest mark-ups, followed by use decisions (when and how much to generate or consume), and finally, the least sensitive decisions (fixed costs associated with existing locations) are those best able to carry higher mark-ups."

9. Referanser/litteratur

- Barton, B., Redgwell, C., Rønne, A. og D. N. Zillmann (2004): "Energy Security in the Twenty-First Century" i Barton, B., Redgwell, C., Rønne, A. og D. N. Zillman (red): *Managing Risk in a Dynamic Legal and Regulatory Environment*: Oxford University Press
- Baumol, W. J. og A. S. Blinder (2006): *Microeconomics. Principles and Policy*: Thomson South-Western
- Baumol, W. J. og D. F. Bradford (1970): "Optimal Departures From Marginal Cost Pricing": *The American Economic Review*: 60(3): 265-283
- Bibow, J.F. (2001): *Inntektsregulering av kraftselskaper*: Cappelen Akademisk Forlag: Oslo
- Bye, T. og E. Holmøy (2006): "Hva hvis industrien ikke får billig kraft?": Økonomiske Analyser 4/2006
- ECON (1998): "Konsekvenser av økte forbrukeravgifter": Rapport 51/98
- ECON (1999): "Hvordan bør faste kostnader i nettet dekkes?": Rapport 73/99
- ECON (2000): "Leveringssikkerhet, kraftpriser og tariffer": Rapport 12/2000
- ECON (2003): "Pristakregulering av nettselskaper i praksis": Rapport 2003-073
- ETSO (2007): "ETSO overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2006"
- FOR 1999-03-11 nr 302: Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.
- Førsund, F.R. (2007a): *Hydropower Economics*: Springer
- Førsund, F.R. (2007b): "Investment in Transmission": Arbeidsnotat nr 34/07: Institute for Research in Economics and Business Administration: Bergen
- Grasto, K. (1997): "Regulering av energiverkenes monopolvirksomhet basert på inntektsrammer. En beskrivelse av bakgrunn, prinsipper, regelverk og spesielle problemområder": Publikasjon 14/97 for NVE
- Green, R. (2007): "Nodal Pricing of Electricity: How Much Does it Cost to get it Wrong?": *J Regul Econ* 31(2): 125-149
- Halvorsen, B. og B.M. Larsen (2001a): "The Flexibility of Household Electricity Demand Over Time": *Resource and Energy Economics*: 23(1): 1-18
- Halvorsen, B. og B.M. Larsen (2001b): "Norwegian Residential Electricity Demand – a Microeconomic Assessment of the Growth from 1976 to 1993": *Energy Policy*: 29(3): 227-236

- Hammer, U. (2004): "Norway: Security of Supply in Liberalized Energy Sectors: A New Role for Regulation" i Barton, B., Redgwell, C., Rønne, A. og D. N. Zillman (red): *Managing Risk in a Dynamic Legal and Regulatory Environment*: Oxford University Press
- Hope, E. (1994): "Optimal regulering av nettmonopoler I kraftomsetningen": SNF-Rapport 51/94
- IEA (International Energy Agency) (2002): *Security of Supply in Electricity Markets. Evidence and Policy Issues*: OECD/IEA
- Jamasb, T., Neuhoﬀ, K., Newbery, D. og M. Pollitt (2005): "Long-Term Framework for Electricity Distribution Access Charges": Arbeidsnotat: University of Cambridge
- Laffont, J.-J. og J. Tirole (1993): *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*: The MIT Press: Cambridge og London
- Meland, P., Wahl, S.T. og A. Tjeldflåt (2007): "Forbrukerfleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet": NVEs delrapport til den nordiske Elmarkedsgruppen
- NOU (2004): "Differensiert el-avgift for husholdninger": Norges offentlige utredninger 2004:8
- Ring, B.J. og E.G. Read (1996): "Short Run Pricing in Competitive Electricity Markets": *The Canadian Journal of Economics* (1996): 29(Special Issue): S313-S316
- Salvatore, D. (2003): *Microeconomics. Theory and Application*: Oxford University Press: New York og Oxford
- Singh, B. (2004): "Security of Supply in Competitive Electricity Markets: The Nordic Power Market": Arbeidsnotat 2004:71: SNF: <http://bora.nhh.no:8080/handle/2330/330>
- SKM Energy Consulting (2000): "Differensiering av de faste leddene i sentralnettstariffen": Prosjektrapport for NVE/Statnett/OED
- Statnett (2002): "Statnetts tariffprosjekt 2003"
- Statnett (2008): Priser i sentral- og regionalnettet 2008: <http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1559> (Siden brukt 08.04.08)
- Stiglitz, J.E. og C.E. Walsh (2002): *Principles of Microeconomics*: W.W. Norton & Company: New York og London
- Train, K.E. (1991): *Optimal Regulation*: The MIT Press: Cambridge og London
- von der Fehr, N.-H.M., Hagen, K.P. og E. Hope (2002): "Nettregulering": SNF-Rapport nr 1/02: Bergen
- Wangensteen, I. (2007): *Power System Economics – the Nordic Electricity Market*: Tapir Academic Press: Trondheim
- Wilson, R. (2002): "Architecture of Power Markets": *Econometrica*: 70(4): 1299-1340

10. Vedlegg - Nodeprisingsmodellen

Anta N produksjonsnoder, M konsumentnoder og S nettverksledd. Vi ser på aggregert etterspørsel for hver konsumeringsnode. Konsument- og produksjonsnoder kan opptre i samme node, men vi antar for enkelthets skyld at de ikke gjør det. Produksjon i node n uttrykkes som e_{nt}^H , og konsum i node m som x_{mt} . Vi definerer netto strømming, b_{st} , i en linje og antar deretter at produksjon og konsum i hver node påvirker netto strømninger:

$b_{st} = b_{st}(x_{1t}, \dots, x_{Mt}, e_{1t}^H, \dots, e_{Nt}^H)$, der $t=1, \dots, T$ og $s=1, \dots, S$. Tapene dannes da i hver linje som en

funksjon av netto strømninger: $e_{st}^L = e_{st}^L(b_{st})$, $\frac{\partial e_{st}^L(b_{st})}{\partial b_{st}} > 0$, $\frac{\partial^2 e_{st}^L(b_{st})}{\partial b_{st}^2} > 0$. Tapene i nettet øker

med strømmingene. Vi antar at kapasiteten på linjene er gitt slik at $b_{st} \leq \bar{b}_s$. Vi antar at selve genereringen av elektrisitet ikke har noen andre kostnader enn tapene i nettet, slik at totalt samfunnsøkonomisk overskudd er lik konsumentoverskuddet. Etterspørselen etter elektrisitet betegnes som $p_{it}(x_{it})$. Maksimeringsproblemet kan dermed uttrykkes som:

$$\max \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M \int_{z=0}^{x_{it}} p_{it}(z) dz$$

Under bibetingelsene

$$R_{jt} \leq R_{j,t-1} + w_{jt} - e_{jt}^H \quad (\text{Magasinbetingelsen}).$$

$$R_{jt} \leq \bar{R}_j$$

$$\sum_{i=1}^M x_{it} + \sum_{s=1}^S e_{st}^L = \sum_{j=1}^N e_{jt}^H \quad (\text{Energibalansen})$$

$$e_{st}^L = e_{st}^L(b_{st}(x_{1t}, \dots, x_{Mt}, e_{1t}^H, \dots, e_{Nt}^H))$$

$$b_{st} \leq \bar{b}_s \quad (\text{Kapasitetsbetingelsen})$$

$$R_{jt}, x_{it}, e_{jt}^H, e_{st}^L, b_{st} \geq 0$$

$$T, w_{jt}, R_{j0}, \bar{R}_j, \bar{b}_s \text{ gitt}$$

$$t = 1, \dots, T, j = 1, \dots, N, i = 1, \dots, M, s = 1, \dots, S$$

Der R_{jt} uttrykker mengden vann i magasinet ved produksjonsnode j på slutten av perioden t og w_{jt} uttrykker tilsig til produksjonsenheten i periode t .

Lagrangeligningen blir dermed:

$$\begin{aligned}
L = & \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M \int_{z=0}^{x_{it}} p_{it}(z) dz \\
& - \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N \lambda_{jt} (R_{jt} - R_{j,t-1} - w_{jt} + e_{jt}^H) \\
& - \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N \gamma_{jt} (R_{jt} - \bar{R}_j) \\
& - \sum_{t=1}^T \tau_t \left(\sum_{i=1}^M x_{it} + \sum_{s=1}^S e_{st}^L (b_{st}(x_{1t}, \dots, x_{Mt}, e_{1t}^H, \dots, e_{Nt}^H)) - \sum_{j=1}^N e_{jt}^H \right) \\
& - \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S \mu_{st} (b_{st}(x_{1t}, \dots, x_{Mt}, e_{1t}^H, \dots, e_{Nt}^H) - \bar{b}_s)
\end{aligned} \tag{10.1}$$

Nødvendige førsteordensbetingelser:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial L}{\partial x_{it}} &= p_{it}(x_{it}) - \tau_t \left(1 + \sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} \right) - \sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } x_{it} > 0) \\
\frac{\partial L}{\partial e_{jt}^H} &= -\lambda_{jt} + \tau_t \left(1 - \sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} \right) - \sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_{jt}^H > 0) \\
\frac{\partial L}{\partial R_{jt}} &= -\lambda_{jt} + \lambda_{j,t+1} - \gamma_{jt} \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_{jt} > 0) \\
\lambda_{jt} &\geq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_{jt} < R_{j,t-1} + w_{jt} - e_{jt}^H) \\
\gamma_{jt} &\geq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_{jt} < \bar{R}_j) \\
\mu_{st} &\geq 0 \quad (= 0 \text{ for } b_{st} < \bar{b}_s) \\
\tau_t &\text{ er fri}
\end{aligned} \tag{10.2}$$

Anta positivt konsum ved hver konsumentnode, slik at den første betingelsen holder med likhetstegn. Sosial forbrukspris ved node i kan dermed uttrykkes som

$$p_{it}(x_{it}) = \tau_t + \tau_t \sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} + \sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}}, \quad i = 1, \dots, M, \quad t = 1, \dots, T \tag{10.3}$$

Det første uttrykket på høyre side er skyggeprisen på energibalansen; alternativkostnaden ved en enhetsøkning i forbruk ved node i . Det andre uttrykket på høyre side uttrykker marginale tap på alle de S linjene som oppstår ved en marginal økning i forbruk ved node i , evaluert ved skyggeprisen på energibalansen. Det totale uttrykket for tap kan være positivt så vel som negativt ettersom strømminger i linjene kan gå både opp og ned. Dette er også tilfellet for kapasitetsuttrykket, men det kan ikke være negativt for alle konsumentnoder hvis en av betingelsene er bindende. Hvis tapet synker mer enn enhetsøkningen i konsum ved node i , kan det være en mulighet for at den sosiale prisen blir negativ dersom tapsbegrepet overgår

summen av skyggeprisen på energibalansen og flaskehalsuttrykket. Forbrukerne ved den gitte noden vil da bli betalt for å bruke mer elektrisitet.

Anta positiv generering ved node j , slik at vannverdien blir

$$\lambda_{jt} = \tau_t - \tau_t \sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} - \sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H}, \quad j=1, \dots, N, \quad t=1, \dots, T \quad (10.4)$$

Vannverdien er lik skyggeprisen på energibalansen minus systemtap som oppstår på marginen ved økning i produksjon vurdert ved skyggeprisen på energibalansen, og flaskehalskostnadene vurdert ved dens skyggeverdi. Vannverdien er ikke-negativ.

Forskjellen mellom sosiale priser ved to noder i og u :

$$\begin{aligned} p_{it}(x_{it}) - p_{ut}(x_{ut}) &= \tau_t \left(\sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} - \sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{ut}} \right) + \\ &\sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} - \sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{ut}} = \sum_{s=1}^S (\tau_t \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} + \mu_{st}) \left(\frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} - \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{ut}} \right) \end{aligned} \quad (10.5)$$

$i, u = 1, \dots, M, \quad t = 1, \dots, T$

Et høyere taps- og kapasitetsuttrykk ved en node sammenlignet med en annen fører til at den første har høyest sosial pris. Det generelle tilfellet er at alle sosiale priser er ulike. De sosiale prisene mellom par av konsumentnoder vil bare være like hvis taps- og flaskehalseffektene er like på marginen. Samme intuisjon opptrer i produksjonsnodene: Forskjellene i vannverdier mellom et par av produksjonsnoder j og v kan vises slik:

$$\begin{aligned} \lambda_{jt} - \lambda_{vt} &= \tau_t \left(\sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{vt}^H} - \sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} \right) + \\ &\sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{vt}^H} - \sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} = \sum_{s=1}^S (\tau_t \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} + \mu_{st}) \left(\frac{\partial b_{st}}{\partial e_{vt}^H} - \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} \right) \end{aligned} \quad (10.6)$$

$j, v = 1, \dots, N, \quad t = 1, \dots, T$

Forskjellen mellom nodeprisen ved konsumentnode i og vannverdien ved genereringsnode j kan fra (10.3) og (10.4) uttrykkes slik:

$$\begin{aligned} p_{it}(x_{it}) - \lambda_{jt} &= \tau_t \left(\sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} + \sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} \right) + \\ &\sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} + \sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} = \sum_{s=1}^S (\tau_t \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} + \mu_{st}) \left(\frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} + \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} \right) \end{aligned} \quad (10.7)$$

$i = 1, \dots, M, \quad j = 1, \dots, N, \quad t = 1, \dots, T$

Forskjellen er summen av de to tapsuttrykkene evaluert ved skyggeprisen på energibalansen og de to flaskehalsuttrykkene evaluert ved skyggeprisene på begrensningen på

linjekapasiteten. Når taps- og flaskehalsuttrykkene er positive vil den sosiale prisen være større enn vannverdien for alle relevante par av konsument- og produksjonsnoder.